

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____ Е.А. Бойко
подпись инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

БАКАЛАВРСКАЯ РАБОТА

13.03.01 – Теплоэнергетика и теплотехника

код – наименование направления

Проект ТЭЦ 300 МВт в г. Искитим

тема

Руководитель	_____	Профессор, доктор технических наук	Е.А. Бойко
	подпись, дата	должность, ученая степень	инициалы, фамилия
Выпускник	_____		А.В. Панин
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Тех. контроль	_____		С.А. Михайленко
	подпись, дата		инициалы, фамилия
Нормоконтролер	_____		П.В. Шишмарев
	подпись, дата		инициалы, фамилия

Красноярск 2017

Федеральное государственное автономное
образовательное учреждение
высшего образования
«СИБИРСКИЙ ФЕДЕРАЛЬНЫЙ УНИВЕРСИТЕТ»
Политехнический институт
Тепловые электрические станции

УТВЕРЖДАЮ
Заведующий кафедрой

_____	Е.А. Бойко
подпись	инициалы, фамилия

« _____ » _____ 20 ____ г.

**ЗАДАНИЕ
НА ВЫПУСКНУЮ КВАЛИФИКАЦИОННУЮ РАБОТУ
в форме бакалаврской работы**

Студенту Панину Антону Викторовичу

фамилия, имя, отчество

Группа ФЭ13-01Б Направление (специальность) 13.03.01

номер

код

Теплоэнергетика и теплотехника

наименование

Тема выпускной квалификационной работы Проект ТЭЦ 300 МВт в г. Искитим

Утверждена приказом по университету № 758/с от 30 января 2017

Руководитель ВКР Е. А. Бойко заведующий кафедрой ТЭС, профессор

инициалы, фамилия, должность, ученое звание

Исходные данные для ВКР г. Искитим, Новосибирская область, электрическая нагрузка 300МВт, тепловая нагрузка 840 МВт, природный газ

Перечень разделов ВКР Вводная часть, экономическая часть, расчетная часть

Перечень графического материала

Лист 1 Принципиальная тепловая схема блока Т-100/120-130

Лист 2 Разрез главного корпуса

Лист 3 Продольный разрез турбины Т-100/120-130

Лист 4 Схема технического водоснабжения

Лист 5 Схема газового хозяйства

Лист 6 Генеральный план

Руководитель ВКР

подпись

Е.А. Бойко

инициалы, фамилия

Задание принял к исполнению

А.В. Панин

подпись, инициалы и фамилия студента

« » 2017 г.

РЕФЕРАТ

Уважаемая комиссия, вашему вниманию представлен проект ТЭЦ электрической мощностью 300 МВт и максимальной отопительной нагрузкой 840 Гкал/ч в г. Искитим, Новосибирской области сжигающей природный газ газопровода Уренгой-Сургут-Челябинск. Население данного города составляет 54 тыс. чел.

Передо мной стояла задача спроектировать станцию, использующую в качестве топлива природный газ. Для решения поставленной задачи был выполнен технико-экономический расчет варианта с 3 блоками турбин Т-100/120-130 с паровыми котлами БКЗ-420-140. Была определена себестоимость электроэнергии и тепловой энергии и она составила 1,34 руб/кВт*ч, существующий тариф в городе Искитим на данный момент составляет 2,42руб/кВт*ч.

Был произведен тепловой расчет, тепловая схема которой представлена на листе 1 графической части. По результатам расчета выбрано вспомогательное оборудование турбинного и котельного цеха, определены технико-экономические показатели работы станции.

Был произведен расчет системы технического водоснабжения и выбраны градирни

Проработаны вопросы компоновки генерального плана, разреза главного корпуса проектируемой станции схема газового хозяйства, схема технического водоснабжения.

Срок окупаемости станции с учетом фактора времени составил 8 лет.

Благодарю за внимание!

СОДЕРЖАНИЕ

ВВЕДЕНИЕ.....	7
1 Экономическая часть	9
1.1 Исходные данные для расчета.....	9
1.2 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией	10
1.2.1 Расчёт затрат на топливо.....	10
1.2.2 Расходы на оплату труда.....	12
1.2.3 Амортизационные отчисления	12
1.2.4 Расходы на ремонт основных средств	12
1.2.5 Прочие расходы	12
1.3 Расчет себестоимости единицы электроэнергии	13
1.4 Расчёт показателей экономической эффективности строительства ТЭЦ..	15
2 Расчетная часть.....	22
2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту	22
2.1.1 Определение давления в регулируемых отборах пара на сетевые подогреватели.....	25
2.1.2 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме	27
2.1.3 Определение параметров по элементам схемы	30
2.1.4 Расчет установки по подогреву сетевой воды	32
2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину.....	34
2.1.6 Баланс пара и воды	34
2.1.7 Расчёт сепараторов непрерывной продувки	36
2.1.8 Расчет регенеративной схемы	38
2.1.9 Расчет ПВД.....	38
2.1.10 Расчет деаэратора.....	40
2.1.11 Расчет ПНД.....	41
2.1.12 Составление теплового и материального баланса.....	43
2.2 Расчет технико-экономических показателей	44
3 Общая часть	47
3.1 Выбор основного оборудования ТЭЦ.....	47
3.2 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС.....	47
3.2.1 Регенеративные подогреватели	47
3.2.2 Деаэратор	48
3.2.3 Сетевые подогреватели	48
3.2.4 Выбор питательных насосов.....	48

3.2.5 Выбор конденсатных насосов.....	49
3.2.6Выбор циркуляционных насосов	49
3.2.7Выбор сетевых насосов	50
3.3 Проектирование топливного хозяйства ТЭЦ.....	51
3.3.1Определение расхода топлива на ТЭЦ.....	53
3.4 Дутьевые вентиляторы и дымососы.....	53
3.5 Расчет выбросов вредных веществ и выбор дымовой трубы.....	56
3.5.1Расчет выбросов оксида азота.....	56
3.5.2Расчетвыбросовоксидауглеродаинесгоревшихуглеводородов	58
3.5.3Расчетивыбордымовойтрубы.....	59
3.6 Водоснабжение.....	63
3.7 Генеральный план	67
3.8 Компоновка главного корпуса.....	68
ЗАКЛЮЧЕНИЕ	70
СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ	71

ВВЕДЕНИЕ

Энергетика – область экономики, охватывающая сложную совокупность процессов преобразования и передачи энергии от источников природных энергетических ресурсов до потребителей энергии включительно, и представляет собой сложный развивающийся объект, исследование которого возможно только на основе системного подхода. Энергетика сегодня занимает в жизни общества такое место, что невозможно оценить отказ от ее благ. Вместе с тем и очень высокая цена энергии: ее производство и транспорт. Цена эта формируется не только в сфере экономики, но и в области экологии, в области безопасности жизнедеятельности человека в настоящем и в будущем. При современном развитии техники и народного хозяйства энергетика имеет огромное значение. Это определяется не только тем, что без электрической энергии не возможна работа современной промышленности, сельского хозяйства, транспорта, жизнь городов, но и тем, что она позволяет совершенствовать производство и технологические процессы, и повышать производительность труда. Тенденции и темпы развития энергетики сейчас в значительной степени определяются уровнем надежности и безопасности электростанций. Тепловые электрические станции – объекты энергосистемы, характеризующиеся значительными капитальными затратами, долгим сроком строительства и длительным периодом эксплуатации. Поэтому обеспечение надежности и экономичности работы ТЭС, а также высокого уровня производительности и безопасности труда – важные задачи, стоящие перед проектировщиками. При этом первостепенное значение приобретают вопросы технико-экономического обоснования строительства и выбора оборудования новых электрических станций, оптимизация их параметров и тепловых схем, анализа влияния проектных решений, конструктивных и режимных факторов на технико-экономическую эффективность и экономичность ТЭС. Цель данного проекта – спроектировать новую станцию в Новосибирской области, в городе Искитим, так как энергосистема представляет собой разрозненные

котельные с морально и физически устаревшим оборудованием. Организовать в городе централизованную систему теплоснабжения с подключением к уже используемым схемам теплоснабжения. В выпускной квалифицированной работе рассмотрена разработка проекта строительства ТЭЦ 300 МВт.

1 Экономическая часть

1.1 Исходные данные для расчета

Исходные данные для оценки эффективности строительства ТЭЦ приведены в таблице 1.1.

Таблица 1.1 – Исходные данные

Установленная мощность, МВт	300
Основной	
Агрегат	T-110-130
Количество блоков, шт.	3
Ориентировочный штатный коэффициент	0,26
Сопоставляемый	
Агрегат	T-150-130
Количество блоков, шт.	2
Ориентировочный штатный коэффициент	0,39
Вид топлива	Природный газ
Район сооружения	Сибирь
Цена топлива, руб/м ³	4860
Теплота сгорания топлива, ккал	8550,7
Среднегодовой фонд оплаты труда одного работающего, тыс.руб.	380837
Обязательные страховые выплаты в ФОТ, %	30,4
Коэффициент удорожания капитальных вложений	118
Средняя норма амортизации станции в целом, %	6,7
Норма отчислений на ремонтное обслуживание от кап. вложений в ТЭС, %	5

1.2 Определение ежегодных издержек, связанных с эксплуатацией

Эксплуатационные расходы в проектных технико-экономических расчётах, группируются в укрупнённые статьи калькуляции, млн. руб./год:

$$U_{\text{э}} = U_{\text{т}} + U_{\text{зп}} + U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{пр}}, \quad (1)$$

где $U_{\text{т}}$ – затраты на топливо;

$U_{\text{зп}}$ – расходы на оплату труда;

$U_{\text{а}}$ – амортизация основных производственных средств;

$U_{\text{тр}}$ – расходы на ремонт основных средств;

$U_{\text{пр}}$ – прочие расходы.

1.2.1 Расчёт затрат на топливо

Число часов работы основного оборудования, т. е. календарное время за вычетом времени простоя в капитальном и текущем ремонте, час/год:

$$T_{\text{р}} = 8760 - T_{\text{рем}}, \quad (2)$$

где $T_{\text{рем}}$ – время простоя в ремонте, ч.

Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт ч:

$$W = N_{\text{уст}} \cdot T_{\text{уст}}, \quad (3)$$

где $N_{\text{уст}}$ – установленная мощность станции, МВт;

$T_{\text{уст}}$ – число часов использования установленной мощности, ч.

Средняя нагрузка электростанции, МВт:

$$P_{\text{кэс}} = \frac{W}{T_{\text{р}}}, \quad (4)$$

где $T_{\text{р}}$ – число часов фактической работы, ч.

Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт:

$$P_{\text{бл}} = \frac{P_{\text{кэс}}}{n_{\text{бл}}}, \quad (5)$$

где $n_{\text{бл}}$ – число блоков.

Годовой расход топлива блоками КЭС на выработку электрической нагрузки в установившемся режиме, т у.т./год:

$$V_{\text{уст}} = (b_{\text{хх}} \cdot P_{\text{н}} + b_1 \cdot P_{\text{бл}} + (b_2 - b_1) \cdot (P_{\text{бл}} - P_{\text{эк}})) \cdot T_{\text{р}} \cdot n_{\text{бл}}, \quad (6)$$

где $b_{\text{хх}}$ – удельный расход условного топлива на холостой ход агрегата, т у.т./МВт ч., принимаем по таблице А.3 [3];

b_1 и b_2 – относительный прирост расхода топлива соответственно до точки экономической мощности и в зоне перегрузки, т у.т./МВт ч., принимаем по таблице А.3 [3];

$P_{\text{эк}}$ и $P_{\text{н}}$ – экономическая и номинальная мощности, МВт, принимаем по таблице А.3 [3].

Потери топлива в неуставившемся режиме, т у.т./год:

$$V_{\text{неуст}} = V_{\text{П6-10ч}} \cdot n_{\text{П6-10ч}} \cdot n_{\text{бл}} + V_{\text{Пх.с}} \cdot n_{\text{Пх.с}} \cdot n_{\text{бл}}, \quad (7)$$

где $V_{\text{П6-10ч}}$ и $V_{\text{Пх.с}}$ – пусковые потери соответственно при останове на 6–10 часов, и при пуске из холодного состояния, т у.т., принимаем по таблице А.4 [3];

$n_{\text{П6-10ч}}$ и $n_{\text{Пх.с}}$ – число пусков и остановов соответственно на 6 – 10 часов, и из холодного состояния.

Годовой расход топлива на КЭС, т у.т./год:

$$V = V_{\text{уст}} + V_{\text{неуст}}. \quad (8)$$

Затраты на топливо, млн.руб./год:

$$U_{\text{т}} = C \cdot V \cdot 10^{-6}, \quad (9)$$

где C – цена топлива, руб./т у.т.

1.2.2 Расходы на оплату труда

$$U_{\text{зп}} = N_y \cdot n_y \cdot \Phi_{\text{зп}} \cdot 10^{-6}, \quad (10)$$

где n_y – штатный коэффициент, чел./МВт, принимаем по таблице А.6 [3];

$\Phi_{\text{зп}}$ – средняя зарплата одного работника за год.

1.2.3 Амортизационные отчисления

$$U_a = K \cdot H_a, \quad (11)$$

где H_a – средняя норма амортизации станции в целом;

K – капитальные вложения в ТЭС, млн. руб./год:

$$K = (K' + K_{\text{бл}} \cdot (n_{\text{бл}} - 1)) \cdot d_i \cdot k_{\text{уд}}, \quad (12)$$

где K' и $K_{\text{бл}}$ – капитальные вложения, связанные с установкой одного блока головного и каждого последующего, млн. руб., принимаем по таблице А.1 [3];

d_i – коэффициент, учитывающий район размещения;

$k_{\text{уд}}$ – коэффициент удорожания в ценах текущего года.

1.2.4 Расходы на ремонт основных средств

Расходы по ремонту, млн. руб./год:

$$U_{\text{тр}} = K \cdot H_{\text{тр}}, \quad (13)$$

где $H_{\text{тр}}$ – норма отчислений на ремонтное обслуживание от капитальных вложений в ТЭС.

1.2.5 Прочие расходы

К прочим расходам относятся:

- общецеховые и общестанционные расходы;
- расходы по охране труда и техники безопасности;

- налоги и сборы;
- плата за землю
- и др.

Их величина принимается 20 – 30 % от суммарных затрат на амортизацию, ремонт и зарплату, с учётом страховых взносов, млн. руб./год:

$$U_{\text{пр}} = 0,2 \cdot (U_{\text{а}} + U_{\text{тр}} + U_{\text{зп}}) + \text{СОЦ}, \quad (14)$$

где СОЦ – страховые взносы во внебюджетные фонды, млн. руб./год

$$\text{СОЦ} = H_{\text{св}} \cdot U_{\text{зп}}, \quad (15)$$

где $H_{\text{св}}$ – норматив страховых взносов, доли.

Для оценки достоверности расчётов определяется удельный вес топливной составляющей себестоимости:

$$T_{\text{уд.в}} = \frac{U_{\text{т}}}{U_{\text{э}}}, \quad (16)$$

Размер топливной составляющей позволяет сделать вывод о приемлемости результатов расчёта издержек производства, если он составляет 30-50% от полной производственной себестоимости.

1.3 Расчет себестоимости единицы электроэнергии

Годовой отпуск электроэнергии с шин станции, МВт ч:

$$W_{\text{отп}} = W \cdot (1 - a_{\text{сн}}), \quad (17)$$

где $a_{\text{сн}}$ – коэффициент расхода электроэнергии на собственные нужды станции.

Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{\text{отп}}^{\text{э}} = \frac{U_{\text{э}}}{W_{\text{отп}}}. \quad (18)$$

Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт ч:

$$U_{\text{выр}}^{\text{э}} = \frac{U_{\text{э}}}{W}. \quad (19)$$

Удельный расход условного топлива на выработанный кВт ч, кг у.т./кВт ч:

$$B_{\text{выр}} = \frac{B}{W}. \quad (20)$$

Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт ч, кг у.т./кВт ч:

$$B_{\text{отп}} = \frac{B}{W_{\text{отп}}}. \quad (21)$$

Таблица 1.2 – Результаты расчетов

Наименование показателя	Обозначение	Значение показателя	
		Вариант 1	Вариант 2
Число часов работы основного оборудования, час/год	T_p	7860	7780
Число часов использования установленной мощности, час	$T_{\text{уст}}$	7580	7360
Выработка электроэнергии на ТЭС, МВт ч	W	227,4	220,8
Средняя нагрузка электростанции, МВт	$P_{\text{кэс}}$	289,3	283,8
Среднегодовая нагрузка энергоблока, МВт	$P_{\text{бл}}$	96,44	141,9
Годовой расход топлива блоками КЭС на выработку электрической нагрузки в установившемся режиме, т у.т./год	$B_{\text{уст}}$	1117467,6	2986142,4
Потери топлива в неуставившемся режиме, т у.т./год	$B_{\text{неуст}}$	720	900
Годовой расход топлива на КЭС, т у.т./год	B	1118187,6	2987042,4
Затраты на топливо, млн. руб./год	U_T	1990,34	5316,93
Заработной платы по станции, млн. руб./год	$U_{\text{зп}}$	33,2	69,06
Размер амортизационных отчислений, млн. руб./год	U_a	2649,13	422,3
Капитальные вложения в ТЭС, млн. руб./год	K	6230,98	6302,98

Окончание таблицы 1.2

Расходы по ремонту, млн. руб./год	$U_{\text{тр}}$	311,55	315,15
Прочие расходы, млн. руб./год	$U_{\text{пр}}$	162,54	182,3
Страховые взносы во внебюджетные фонды, млн. руб./год	СОЦ	10,09	21,01
Эксплуатационные расходы, млн. руб./год	$U_{\text{э}}$	2915,14	6305,73
Удельный вес топливной составляющей себестоимости:	$T_{\text{уд.в}}$	68,28%	84,32%
Годовой отпуск электроэнергии с шин станции, МВт ч	$W_{\text{отп}}$	218,304	211,968
Себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч	$U_{\text{отп}}^{\text{э}}$	1,34	2,97
Себестоимость выработанной энергии, руб./кВт ч	$U_{\text{выр}}^{\text{э}}$	1,28	2,85
Удельный расход условного топлива на выработанный кВт, кг у.т./кВт ч	$B_{\text{выр}}$	0,49	1,35
Удельный расход условного топлива на отпущенный кВт ч, кг у.т./кВт ч	$B_{\text{отп}}$	0,51	1,41

1.4 Расчёт показателей экономической эффективности строительства ТЭЦ

Стоимость имущества на начало первого года, млн.руб/год:

$$\Phi_{\text{н.г.}} = K, \quad (22)$$

где K – капитальные вложения в ТЭС, млн. руб./год.

Стоимость имущества на начало последующих годов, млн.руб./год:

$$\Phi_{\text{н.г.}}(t) = \Phi_{\text{к.г.}}(t-1), \quad (23)$$

где $\Phi_{\text{к.г.}}$ – стоимость имущества на конец года, млн.руб./год:

$$\Phi_{\text{к.г.}}(t) = \Phi_{\text{н.г.}}(t) - A_t, \quad (24)$$

где A_t – величина амортизационных отчислений, млн.руб./год:

$$A_t = H_a \cdot K, \quad (25)$$

где H_a – норма амортизации, %:

$$H_a = \frac{1}{T_{\text{пи}}}, \quad (26)$$

где $T_{\text{пи}}$ – срок полезного использования, принимает равным 15 лет.

$$A_t = 6,7\% \cdot K$$

Среднегодовая стоимость основных производственных фондов, млн.руб/год:

$$\Phi_{\text{ср.г.}} = \frac{\Phi_{\text{н.г.}} + \Phi_{\text{к.г.}}}{2}. \quad (27)$$

Налог на имущество, млн.руб./год:

$$H_{\text{им}} = 2,2\% \cdot \Phi_{\text{ср.г.}}. \quad (28)$$

Доход от основной деятельности, млн.руб./год:

$$D = (T_{\text{э/э}} - C_{\text{э/э}}) \cdot W_{\text{отп}} \cdot 10^{-3}, \quad (29)$$

где $C_{\text{э/э}}$ – себестоимость отпущенной энергии, руб./кВт ч;

$T_{\text{э/э}}$ – тариф на отпущенную энергию, руб./кВт ч:

$$T_{\text{э/э}} = 1,4 \cdot C_{\text{э/э}}. \quad (30)$$

Налогооблагаемая прибыль, млн.руб./год:

$$\text{НОП}_{(t)} = D_{(t)} - H_{\text{им}(t)}. \quad (31)$$

Налог на прибыль, млн.руб./год:

$$H_{\text{пр}(t)} = 20\% \cdot \text{НОП}_{(t)}. \quad (32)$$

Чистая прибыль, млн.руб./год:

$$\text{ЧП}_{(t)} = \text{НОП}_{(t)} - H_{\text{пр}(t)}. \quad (33)$$

Далее в 0 год переносим значение капитальных вложений К.

Чистый денежный поток, млн.руб./год:

$$\text{ЧДП}_{(t)} = \text{ЧП}_{(t)} + A_t. \quad (34)$$

Чистый денежный поток нарастающим итогом, млн.руб./год:

$$\text{ЧДПНИ}_{(t)} = \text{ЧДПНИ}_{(t-1)} + \text{ЧДП}_{(t)}. \quad (35)$$

Дисконтированный денежный поток, млн.руб./год:

$$\text{ДДП}_{(t)} = \frac{\text{ЧДП}_{(t)}}{(1+r)^t}, \quad (36)$$

где r – норма дисконта, принимаем равно 10%.

Дисконтированный денежный поток нарастающим итогом, млн.руб./год:

$$\text{ДДПНИ}_{(t)} = \text{ДДПНИ}_{(t-1)} + \text{ДДП}_{(t)}. \quad (37)$$

Результаты расчетов показателей экономической эффективности сводим в таблицу 1.3.

Продолжение таблицы 1.3

Показатели	0	1	2	3	4	5	6	7	8	9	10	11	12	13	14	15
НОП		1033,5656	1042,75	1051,935	1061,119	1070,304	1079,488	1088,6724	1097,8569	1107,041	1116,226	1125,41	1134,595	1143,779	1152,964	1162,148
Н _{пр}		206,71313	208,55	210,3869	212,2238	214,0607	215,8976	217,73449	219,57138	221,4083	223,2452	225,0821	226,919	228,7558	230,5927	232,4296
ЧП		826,85255	834,2001	841,5477	848,8953	856,2428	863,5904	870,93797	878,28554	885,6331	892,9807	900,3283	907,6758	915,0234	922,371	929,7185
ЧДП	-6230,972	1244,328	1251,676	1259,023	1266,371	1273,718	1281,066	1288,4135	1295,7610	1303,109	1310,456	1317,804	1325,151	1332,499	1339,846	1347,194
ЧДПНИ	-6230,972	-4986,6501	-3734,97	-2475,95	-1209,58	64,13797	1345,204	2633,6174	3929,3785	5232,487	6542,943	7860,747	9185,899	10518,4	11858,24	13205,44

Окончание таблицы 1.3

ДДП	ДДПНИ
-6230,972	-6230,972
1131,20739	-5099,7708
1034,443	-4065,33
945,9228	-3119,41
864,9483	-2254,46
790,8789	-1463,58
723,1283	-740,45
661,15985	-79,28997
604,48210	525,19215
552,6453	1077,837
505,2376	1583,075
461,8822	2044,957
422,2341	2467,191
385,9775	2853,169
352,8235	3205,992
322,5075	3528,5

По результату расчета на 8 – й год эксплуатации ЧДД становится больше нуля (525,19215) и все затраты по проекту окупаются доходами. Это значит, что данный проект инвестиций можно рекомендовать к реализации.

2 Расчетная часть

Таблица 2.1 – Исходные данные

Электрическая мощность	$W_{э} = 300 \text{ МВт}$
Максимальная теплофикационная нагрузка турбоагрегата	$Q_{от.турб} = 840 \text{ МВт}$
Топливо	Природный газ

2.1 Описание тепловой схемы и подготовка данных к расчёту

Для покрытия данной нагрузки выбираем турбину Т-100/120-130. Принципиальная тепловая схема с турбиной Т-100/120-130 представлена на листе №1 графической части и на рисунке 1. Как видно из тепловой схемы отпуск тепла осуществляется следующим образом: пар из двух теплофикационных регулируемых отборов подаётся на две сетевые подогревательные установки, включённые последовательно. Горячая вода на отопление подогревается в двух сетевых подогревателях и пиковом водогрейном котле.

Система регенерации состоит из четырёх подогревателей низкого давления, деаэратора и трёх подогревателей высокого давления. Слив дренажа из подогревателей высокого давления – каскадный (без использования дренажных насосов) в предвключённый деаэратор.

В схеме используется котёл барабанного типа. Из котла организована непрерывная продувка. Для уменьшения потерь тепла продувочная вода направляется в двухступенчатый расширитель непрерывной продувки, а затем – в регенеративный подогреватель химически очищенной воды из химводоочистки (ХВО) и сбрасывается в канализацию. Из сепаратора первой ступени (РНП №1) выпар направляется в деаэратор, из сепаратора второй ступени (РНП № 2) – в подогреватель низкого давления № 6.

Пар с уплотнений поступает в сальниковый подогреватель (ОУ-1 и ОУ-2), а из основных эжекторов конденсатора – в охладитель эжекторного пара (ОЭ), что способствует дополнительному подогреву основного конденсата.

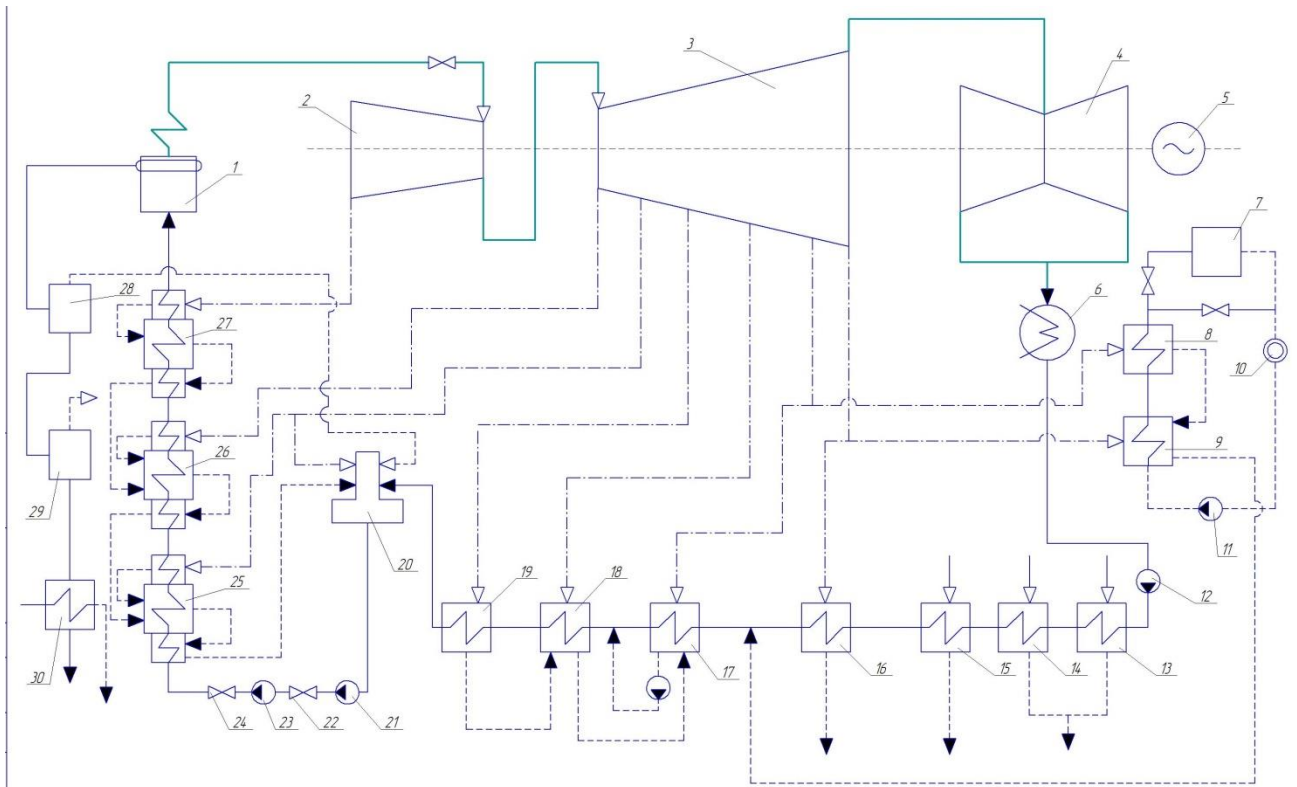


Рисунок 1 – Принципиальная тепловая схема блока с турбиной Т-100-130

По заводским данным для турбины Т-100/120-130:

Электрическая мощность $W_3 = 100$ МВт;

Начальные параметры пара:

Давление $P_0 = 12,75$ МПа;

Температура $t_0 = 565^\circ\text{C}$;

Давление в отборах:

$P_{отб1} = 3,32$ МПа;

$P_{отб2} = 2,28$ МПа;

$P_{отб3} = 1,22$ МПа;

$P_{отб4} = 1,22$ МПа;

$P_{отб5} = 0,294$ МПа;

$P_{отб6} = 0,19$ МПа;

$P_{отб7} = 0,1$ МПа;

Давление в конденсаторе турбины $P_k = 0,0053$ МПа;

Расчётные значения внутреннего относительного КПД по отсекам:

$$\eta_{oi}^{ЦВД} = 83\% ;$$

$$\eta_{oi}^{ЦСД} = 85,2\% ;$$

$$\eta_{oi}^{ЦНД} = 80\% ;$$

КПД дросселирования по отсекам:

$$\eta_{др}^{ЦВД} = 94,9\% ;$$

$$\eta_{др}^{ЦСД} = 95\% ;$$

$$\eta_{др}^{ЦНД} = 97\% ;$$

Электрохимический КПД $\eta_{эм} = 0,98$.

КПД транспорта $\eta_{тр} = 0,98$.

Температурный график сети для г. Искитим принимаем 150/70 .

Расход продувочной воды $\alpha_{прод} = 1,5\%$ от Дпг;

Расход пара на собственные нужды машинного отделения $\alpha_{сн}^{мз} = 1,2\%$ от Дт;

Расход пара на собственные котельного цеха $\alpha_{сн}^{кц} = 1,25\%$ от Дт;

Внутростанционные потери конденсата $\alpha_{ут} = 2\%$ от Дт;

Потеря давления пара в трубопроводах до регенеративных подогревателей – 5%

Температура химически очищенной воды $t_{хов} = 30^{\circ}\text{C}$;

Температура воды, сливаемой из подогревателя химочищенной воды в техническую канализацию $t_{сл} = 60^{\circ}\text{C}$;

Нагрев воды в сальниковых и эжекторном подогревателях $\Delta t_{оэ} + \Delta t_{оу} = 12^{\circ}\text{C}$;

КПД подогревателей поверхностного типа $\eta_{то} = 0,98$.

Недогрев воды в ПВД $\theta_{пвд} = 2^{\circ}\text{C}$.

Недогрев воды в ПНД $\theta_{пнд} = 4^{\circ}\text{C}$.

Недогрев воды в СП $\theta_{сп} = 4^{\circ}\text{C}$.

2.1.1 Определение давления в регулируемых отборах пара на сетевые подогреватели

Максимальная тепловая нагрузка на турбину, МВт:

$$Q_{от}^{max} = 280$$

Расход сетевой воды, кг/с:

$$G_{св} = \frac{Q_{от}^{max}}{C \cdot \Delta t} = \frac{280000}{4,186 \cdot (150 - 70)} = 836,12 \quad (38)$$

где c – теплоемкость воды, кДж/кг;

Δt – разница температур подающей и обратной сетевой воды, °С.

Тепловая нагрузка пиковых водогрейных котлов, МВт:

$$Q_{пвк} = Q_{от}^{max} - Q_{отб}^{турб} = 280 - 140 = 140 \quad (39)$$

Коэффициент теплофикации:

$$\alpha = \frac{Q_{от}^{турб}}{Q_{от}^{max}} = \frac{140}{280} = 0,5 \quad (40)$$

Энтальпия сетевой воды за верхним сетевым подогревателем (СП-2), кДж/кг:

$$\bar{t}_{СП-2} = \bar{t}_{ос} + \frac{Q_{отб}^{турб}}{G_{св}} = 293,02 + \frac{140000}{836,12} = 460,46 \quad (41)$$

где $t_{ос}$ – энтальпия обратной сетевой воды, кДж/кг.

Температура сетевой воды за СП-2, °С:

$$t_{СП-2} = \frac{\bar{t}_{СП-2}}{c} = \frac{460,46}{4,186} = 110 \quad (42)$$

Температура конденсата пара из СП-2 с учетом недогрева, °С:

$$t_{\text{ПСП-2}}^{\text{н}} = t_{\text{СП-2}} + \theta_{\text{сп}} = 110 + 4 = 114$$

Находим давление в СП-2, МПа:

$$P'_{\text{СП-2}} = 0,19$$

С учетом потери давления пара в трубопроводах, давление в теплофикационном отборе, МПа:

$$P_{\text{СП-2}} = \frac{P_{\text{СП-2}}}{0,95} = \frac{0,19}{0,95} = 0,2 \quad (43)$$

Приняв равномерный нагрев сетевой воды в сетевых подогревателях, определим величину нагрева в каждом из них, °С:

$$\Delta t = \frac{(t_{\text{СП-2}} - t_{\text{ос}})}{2} = \frac{110 - 70}{2} = 20 \quad (44)$$

Температура сетевой воды за нижним сетевым подогревателем СП-1, °С:

$$t_{\text{СП-1}} = t_{\text{ос}} + \Delta t = 70 + 20 = 90$$

Температура конденсата пара из СП-1 с учетом недогрева, °С:

$$t_{\text{СП-1}}^{\text{н}} = t_{\text{СП-1}} + \theta_{\text{сп}} = 90 + 4 = 94$$

По температуре насыщения находим давление в СП-1, МПа:

$$P'_{\text{СП-1}} = 0,1$$

С учетом потери давления пара в трубопроводах, давление в теплофикационном отборе, МПа:

$$P_{\text{СП-1}} = \frac{P_{\text{СП-1}}}{0,95} = \frac{0,1}{0,95} = 0,105 \quad (45)$$

Энтальпия сетевой воды за нижним сетевым подогревателем (СП-1), кДж/кг:

$$\bar{t}_{\text{СП-1}} = t_{\text{СП-1}}^{\text{н}} \cdot C = 94 \cdot 4,186 = 393,484$$

2.1.2 Построение процесса расширения пара на i-s диаграмме

Процесс расширения пара в турбине представлен на рисунке 1.

Процесс построен с учетом потерь давления в регулирующих органах цилиндров турбины в соответствии с начальными и конечными параметрами.

Находим на i-s диаграмме точку A_0 . С учётом дросселирования пара в регулирующих органах ЦВД параметры пара изменятся:

$$P_0' = P_0 \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦВД}} = 12,75 \cdot 0,949 = 12,1 \text{ МПа (точка } A_0'). \quad (46)$$

Теоретический процесс расширения пара в ЦВД, изображается линией $A_0' - B$. При действительном процессе расширения энтальпию в точке B_0 определяем, кДж/кг:

$$i_{B_0} = i_{A_0'} - (i_{A_0'} - i_B) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦВД}} = 3513 - (3511 - 3109) \cdot 0,83 = 3178 \quad (47)$$

где $i_B = 3109$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения в ЦВД. Зная энтальпию i_{B_0} можно определить точку B_0 на изобаре $P_{\text{отб1}}$.

Точку B_0' определим с учетом потери давления в регулирующих органах ЦСД, МПа:

$$P_{\text{ЦСД}} = P_{\text{отб1}} \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦСД}} = 3,32 \cdot 0,95 = 3,154 \quad (48)$$

Энтальпия пара в точке C_0 , кДж/кг:

$$i_{C_0} = i_{B_0'} - (i_{B_0'} - i_C) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦСД}} = 3178 - (3178 - 2474,6) \cdot 0,852 = 2579 \quad (49)$$

где, $i_C = 2474,6$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения в ЦСД. Зная энтальпию i_{C_0} можно определить точку C_0 на изобаре $P_{\text{отб7}}$.

Точку C_0' определим с учетом потери давления в регулирующих органах ЦНД, МПа:

$$P_{\text{ЦНД}} = P_{\text{от67}} \cdot \eta_{\text{др}}^{\text{ЦНД}} = 0,097 \cdot 0,97 = 0,095 \quad (50)$$

Энтальпия пара в точке D_0 , кДж/кг

$$i_{D_0} = i_{C_0'} - (i_{C_0'} - i_D) \cdot \eta_{\text{oi}}^{\text{ЦНД}} = 2579 - (2579 - 2176) \cdot 0,8 = 2257 \quad (51)$$

где, $i_D = 2176$ кДж/кг – энтальпия пара в конце теоретического процесса расширения в ЦНД. Зная энтальпию i_{D_0} можно определить точку D_0 на изобаре P_K .

Используя значения давления в отборах, находим на i -s диаграмме энтальпии пара в этих отборах:

$$i_{\text{от62}} = 3102 \text{ кДж/кг};$$

$$i_{\text{от63}} = 2970 \text{ кДж/кг};$$

$$i_{\text{от64}} = 2833 \text{ кДж/кг};$$

$$i_{\text{от65}} = 2730 \text{ кДж/кг};$$

$$i_{\text{от66}} = 2665 \text{ кДж/кг};$$

$$i_{\text{от67}} = 2579 \text{ кДж/кг};$$

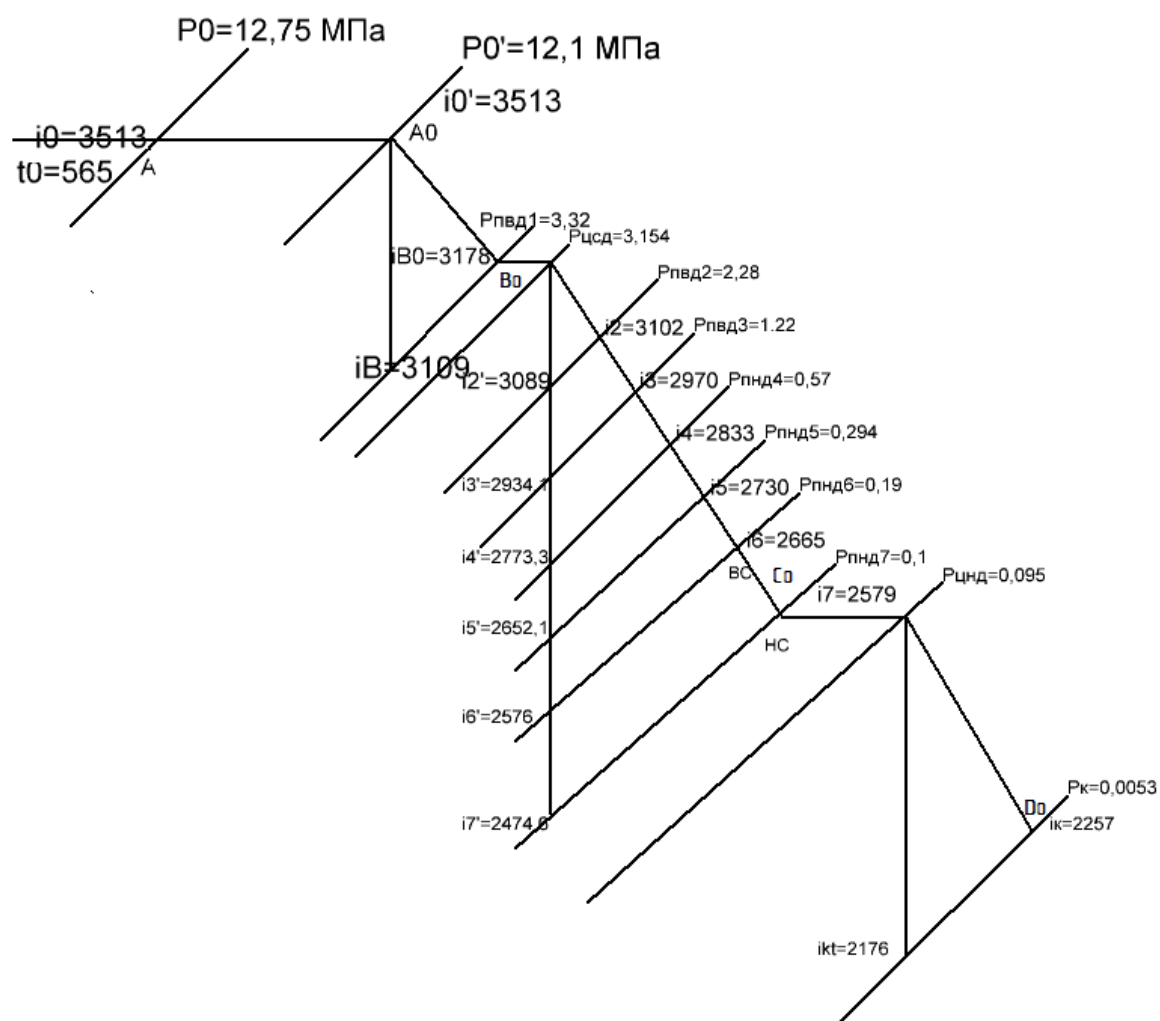


Рисунок 2— Процесс расширения пара

2.1.3 Определение параметров по элементам схемы

Определение параметров по элементам схемы покажем на примере подогревателя высокого давления ПВД-1.

Давление пара в отборе турбины $P_{отб1}=3,32$ МПа.

С учетом потерь давление по тракту от турбины до подогревателя в ПВД-1 составляет:

$$P_{ПВД-1}=3,32 \cdot 0,95=3,154 \text{ МПа.} \quad (52)$$

Температура конденсата греющего пара :

$$t^h_{ПВД-1}=237 \text{ }^{\circ}\text{C}$$

Энтальпия конденсата греющего пара[3]:

$$\bar{t}_{пвд1}=1024,4 \text{ кДж/кг.}$$

Температура питательной воды за подогревателем с учетом недогрева:

$$t^{пв}_{ПВД-1}=t^h_{ПВД-1}-\theta_{пвд}=237-2=235 \text{ }^{\circ}\text{C.}$$

Энтальпия питательной воды за подогревателем:

$$\bar{t}^{пв}_{ПВД-1}=1014 \text{ кДж/кг.}$$

Энтальпия греющего пара (по i-s диаграмме):

$$i_{отб1}=3178 \text{ кДж/кг.}$$

Использованный теплоперепад:

$$H_{ПВД-1}=i_0 - i_{отб1}=3513-3178=335 \text{ кДж/кг.} \quad (53)$$

Аналогичным образом рассчитываются параметры по другим элементам схемы. Результаты сводятся в таблицу 2.2.

Таблица 2.2 – Параметры по отборам

Наименование величины	ПВД 7	ПВД 6	ПВД 5	Деаэратор	ПНД 4	ПНД 3	ПНД 2	ПНД 1	ВС	НС	Конденсатор
Давление отборного пара, МПа	3,32	2,28	1,22	1,22	0,57	0,294	0,19	0,1	0,19	0,1	0,0053
Энтальпия пара, кДж/кг	3178	3102	2970	2970	2833	2730	2665	2579	2665	2579	2257
Давление пара у подогревателя, МПа	3,187	2,189	1,171	0,6	0,547	0,282	0,182	0,096	0,182	0,096	-
Температура насыщения греющего пара, °С	237	217	187	159	155	131	117	99	117	99	34
Энтальпия конденсата греющего пара, кДж/кг	1024,4	930	794	671	654	551	491	415	491	415	142
Температура воды за подогревателем, °С	235	215	185	159	151	127	113	95	113	95	34
Энтальпия воды за подогревателем, кДж/кг	1014	921	785	671	637	534	474	398	474	398	142
Использованный теплоперепад, кДж/кг	335	411	543	543	680	783	848	934	1848	934	1256

2.1.4 Расчет установки по подогреву сетевой воды

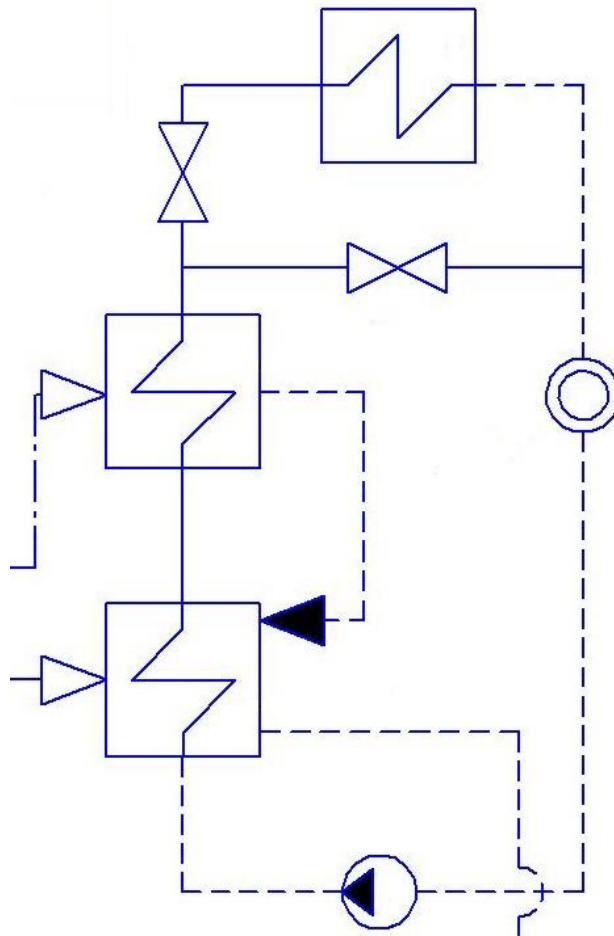


Рисунок 3 – Схема установки по подогреву сетевой воды

Расход пара на сетевой подогреватель СП-2 (из уравнения теплового баланса), кг/с:

$$D_{СП-2} = \frac{G_{св} \cdot (t_{вс} - t_{нс}) \cdot C}{(i_{отбб} - t_{СП-2}) \cdot \eta_{сп}} = \frac{836,12 \cdot (110 - 90) \cdot C}{(2665 - 477,204) \cdot 0,98} = 32,649 \quad (54)$$

где $t_{вс}$ – температура воды ВС, °С.

$t_{нс}$ – температура воды НС, °С.

Расход пара на сетевой подогреватель СП-1 (из уравнения теплового баланса), кг/с:

$$D_{\text{CII-1}} = \frac{G_{\text{CB}} \cdot (t_{\text{HC}} - t_{\text{OC}}) \cdot C}{(i_{\text{OT67}} - t_{\text{CII-1}}^{\text{H}}) \cdot \eta_{\text{TO}}} = \frac{836,12 \cdot (90 - 70) \cdot 4,186}{(2579 - 393,484) \cdot 0,98} = 32,683 \quad (55)$$

2.1.5 Определение предварительного расхода пара на турбину

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на СП-1:

$$y_{\text{СП-1}} = \frac{i_{\text{nc}} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2579 - 2257}{3513 - 2257} = 0,256 \quad (56)$$

где i_{nc} – энтальпия первого отопительного отбора из таблицы 1, кДж/кг;

i_k – энтальпия конденсата из таблицы 1, кДж/кг;

i_0 – начальная энтальпия, кДж/кг.

Коэффициент недоиспользования мощности пара теплофикационного отбора на СП-2:

$$y_{\text{СП-2}} = \frac{i_{\text{ec}} - i_k}{i_0 - i_k} = \frac{2665 - 2257}{3513 - 2257} = 0,325 \quad (57)$$

где i_{ec} – энтальпия второго отопительного отбора из таблицы 1, кДж/кг.

Принимая коэффициент регенерации $K_p = 1,15$ расход пара на турбину составит кг/с:

$$\begin{aligned} D_T &= K_p \cdot \left(\frac{W_{\text{э}}}{H_1 \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{\text{СП-1}} \cdot D_{\text{СП-1}} + y_{\text{СП-2}} \cdot D_{\text{СП-2}} \right) = \\ &= 1,15 \cdot \left(\frac{100000}{12560,98} + 0,325 \cdot 32,649 + 0,256 \cdot 32,683 \right) = 115,261 \end{aligned} \quad (58)$$

где H_1 – располагаемый теплоперепад (таблица 1), кДж/кг

2.1.6 Баланс пара и воды

Расход пара на эжектор принят 0,5% от расхода пара на турбину, кг/с:

$$D_{\text{эжс}} = 0,005 \cdot D_T = 0,005 \cdot 115,261 = 0,576 \quad (59)$$

Расход пара на уплотнение турбины, кг/с:

$$D_{ynl} = 0,01 \cdot D_T = 0,01 \cdot 115,261 = 1,153 \quad (60)$$

Утечки пара и конденсата, кг/с:

$$D_{ym} = \frac{\alpha_{ym}}{100} \cdot D_T = \frac{1,1}{100} \cdot 115,261 = 1,268 \quad (61)$$

Расход пара на собственные нужды, кг/с:

$$D_{ch} = \frac{\alpha_{ch}^{M3} + \alpha_{ch}^{KO}}{100} \cdot D_T = \frac{1,2 + 1,2}{100} \cdot 115,261 = 2,766 \quad (62)$$

Расход перегретого пара, кг/с:

$$\begin{aligned} D_{ne} &= D_T + D_{эж} + D_{ynl} + D_{ym} + D_{ch} = \\ &= 115,261 + 0,576 + 1,153 + 1,268 + 2,766 = 121,024 \end{aligned} \quad (63)$$

Расход продувочной воды, кг/с:

$$G_{np} = \frac{\alpha_{np}}{100} \cdot D_{ne} = \frac{1,5}{100} \cdot 121,024 = 1,815 \quad (64)$$

Расход питательной воды с учётом продувки, кг/с:

$$G_{ns} = D_{ne} + G_{np} = 121,024 + 1,815 = 122,84 \quad (65)$$

2.1.7 Расчёт сепараторов непрерывной продувки

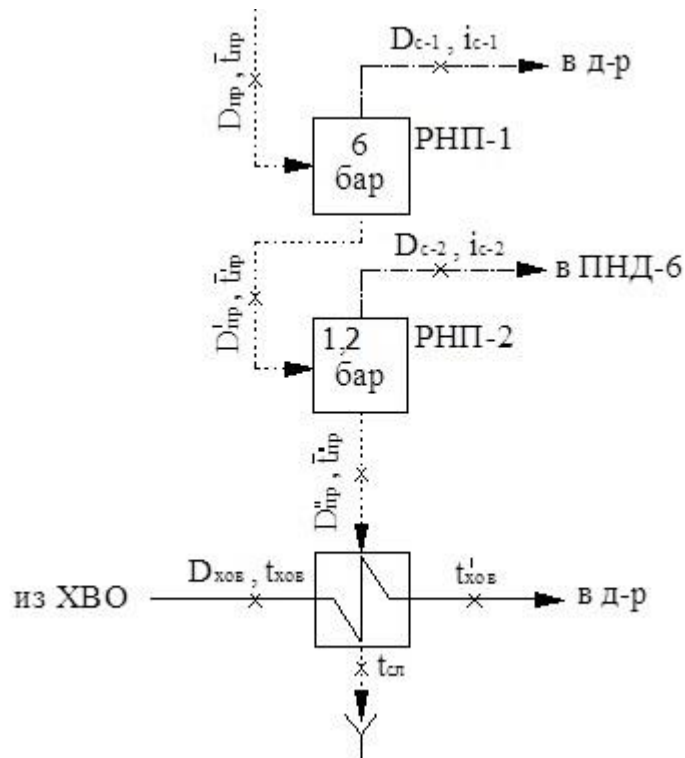


Рисунок 4 – Схема расширителей непрерывной продувки.

Находим энтальпии продувочной воды и сепаратора:

$t_{-''_{пр}} = 498$ кДж/кг, по давлению 0,19 МПа;

$i_{c1} = 2756,14$ кДж/кг, по давлению 0,6 МПа;

$t_{-''_{пр}} = 697,14$ кДж/кг, по давлению 0,6 МПа;

$i_{c2} = 2704$ кДж/кг, по давлению 0,19 МПа;

$t_{-пр} = 1634$ кДж/кг, по давлению 14 МПа;

$r_1 = 2086$ кДж/кг, теплота парообразования при давлении $R_d = 0,6$ МПа;

$r_2 = 2200$ кДж/кг, теплота парообразования при давлении $R_{пнд6} = 0,19$ МПа;

Из уравнения материального и теплового баланса для первой ступени расширителя найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D'_{em} = \frac{G_{np} \cdot (t_{-np} - t'_{-np})}{r_1} = \frac{1,815 \cdot (1634 - 697,14)}{2086} = 0,815 \quad (66)$$

Расход продувочной воды в расширитель второй ступени, кг/с:

$$G'_{np} = G_{np} - D'_{см} = 1,815 - 0,815 = 1 \quad (67)$$

Из уравнения материального и теплового баланса для второй ступени расширителя найдём количество вторичного пара, кг/с:

$$D''_{см} = \frac{G'_{np} \cdot (t'_{-np} - t''_{-np})}{r_1} = \frac{1 \cdot (697,14 - 498)}{2200} = 0,091 \quad (68)$$

Как видно из тепловой схемы, см. рисунок 1, вторичный пар из сепаратора направляется в деаэратор и в ПНД-6, а продувочная вода в подогреватель химической очистки воды, а затем после охлаждения до температуры 60°C сливается в техническую канализацию.

Количество воды, сливаемой в техническую канализацию, кг/с:

$$G''_{np} = G'_{np} - D''_{см} = 1 - 0,091 = 0,91 \quad (69)$$

Количество химически очищенной воды, подаваемой в деаэратор, кг/с:

$$G_{x.o.в} = G''_{np} + D_{ym} + D_{сн} = 0,91 + 1,268 + 2,766 = 4,944 \quad (70)$$

Из уравнения подогревателя ПХОВ найдём температура химически очищенной воды на выходе из подогревателя, °C.

$$t'_{хов} = t_{хов} + \frac{G''_{np} (t''_{np} - t_{сл})}{G_{хов}} = 30 + \frac{0,91 \cdot (118,968 - 60)}{4,944} = 40,849 \quad (71)$$

где $t_{сл}$ – температура продувочной воды, сливаемой в техническую канализацию после подогревателя химически очищенной воды;

t''_{np} – температура продувочной воды расширителя второй ступени;

2.1.8 Расчет регенеративной схемы

Расчет регенеративной схемы производится последовательно для подогревателей высокого давления, деаэратора и подогревателей низкого давления на основе решения уравнений тепловых балансов.

2.1.9 Расчет ПВД

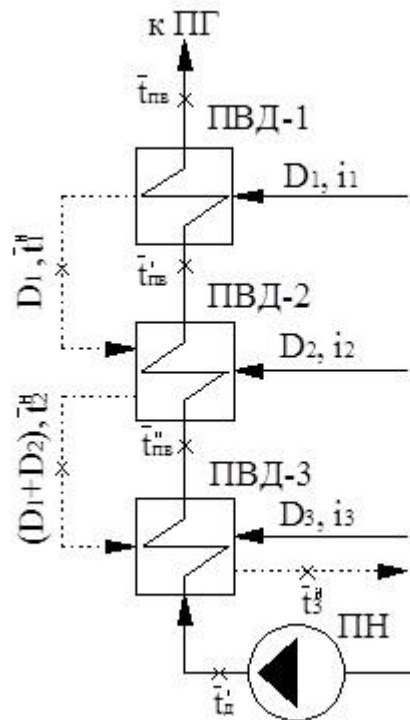


Рисунок 5 – Схема включения ПВД

Уравнение теплового баланса для ПВД-1 запишется:

$$D_1(i_1 - \bar{t}_1^H)\eta = D_{пв}(\bar{t}_{пв} - \bar{t}_{пв}^{'}) , \quad (72)$$

Отсюда расход пара на ПВД-1, кг/с:

$$D_1 = \frac{G_{нс}(\bar{t}_{нс}^{'''} + \bar{t}_{нс}^{''})}{(i_1 - \bar{t}_1^H) \cdot \eta_n} = \frac{122,84 \cdot (1014 - 921)}{(3178 - 1024,4) \cdot 0,98} = 5,413. \quad (73)$$

Аналогично с учетом слива конденсата из ПВД-1 определяем расход пара на ПВД-2, кг/с:

$$D_2 = \frac{G_{нв} \cdot (\bar{t}_{нв}'' - \bar{t}_{нв}') - D_1 \cdot (\bar{t}_1^H - \bar{t}_2^H) \cdot \eta_n}{(i_2 - \bar{t}_2^H) \cdot \eta_n} =$$

$$= \frac{122,84 \cdot (921 - 785) - 5,413 \cdot (1024,4 - 930) \cdot 0,98}{(3102 - 930) \cdot 0,98} = 7,613 \quad (74)$$

Энтальпия питательной воды на входе в ПВД-3 определяется с учетом нагрева ее в питательном насосе, кДж/кг.

$$\bar{t}_д' = \bar{t}_д + \Delta \bar{t}_{пн},$$

где $\Delta \bar{t}_{пн}$ – повышение энтальпии воды в питательном насосе кДж/кг.

$$\Delta \bar{t}_{пн} = \frac{\Delta P_{пн} \cdot v}{\eta_n} = \frac{(P_{наг} - P_{вс}) \cdot v}{\eta_n}, \quad (75)$$

где v – удельный объем воды по давлению и температуре воды в деаэраторе, м³/кг;

η_n – КПД насоса;

$P_{наг}$ – давление после насоса, МПа;

$P_{вс}$ – давление перед насосом, МПа.

$$\Delta \bar{t}_{пн} = \frac{(159 - 6) \cdot 10^5 \cdot 0,0011}{0,75 \cdot 10^3} = 22,44.$$

$$\bar{t}_д' = 671 + 22,44 = 693,44.$$

Тогда расход пара на ПВД-3 составит, кг/с:

$$D_3 = \frac{G_{нв} \cdot (\bar{t}_{нв}' - \bar{t}_{нв}') - (D_1 + D_2)(\bar{t}_2^H - \bar{t}_3^H) \cdot \eta}{(i_3 - \bar{t}_3^H) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{122,84 \cdot (785 - 693,44) - (5,413 + 7,613) \cdot (930 - 794) \cdot 0,98}{(2970 - 794) \cdot 0,98} = 4,355 \quad (76)$$

2.1.10 Расчет деаэратора

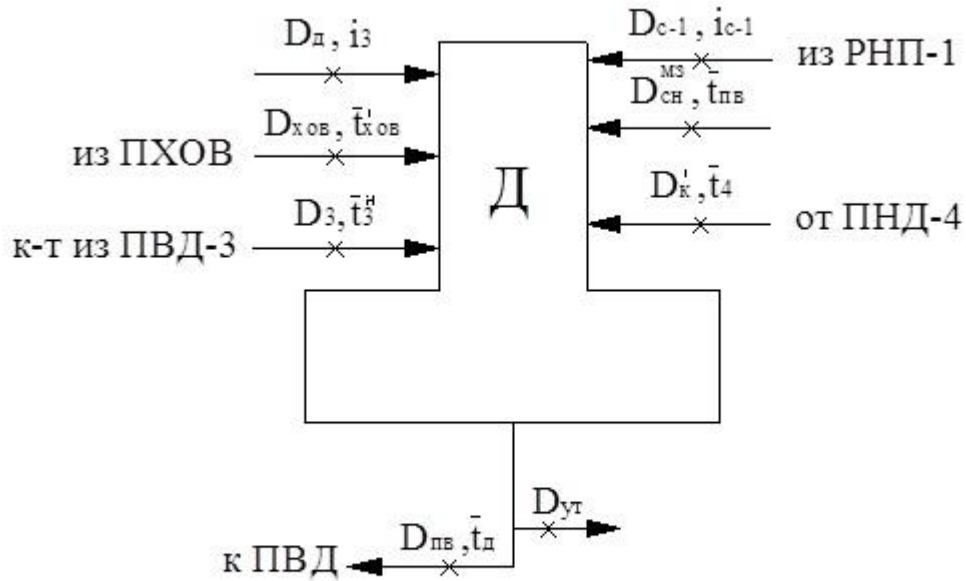


Рисунок 6 – Схема включения деаэратора

Материальный баланс деаэратора:

$$D_{нс} + D_{ут} = D_1 + D_2 + D_3 + D_{хов} + D'_{ем} + D'_к + D_\theta \quad (77)$$

Уравнение теплового баланса:

$$(D_{нс} + D_{ут}) \cdot t_{нс} = (D_1 + D_2 + D_3) \cdot \bar{t}_3^n + D_{хов} \cdot \bar{t}'_{хов} + D'_{ем} \cdot i'_{ем} + D'_к \cdot \bar{t}_4 + D_\theta \cdot i_\theta \quad (78)$$

Подставляя в эти уравнения значения величин, получаем:

$$\begin{cases} 122,84 + 1,268 = 5,413 + 7,613 + 4,355 + 4,944 + 0,815 + D'_к + D_\theta \\ (122,84 + 1,268) \cdot 671 = 4,944 \cdot 170,993 + 0,815 \cdot 2756,14 + (5,413 + 7,613 + 4,355) \cdot 794 + \\ + D'_к \cdot 637 + D_\theta \cdot 2970 \end{cases}$$

Решая эти уравнения, находим:

$$D_{\delta} = 1,23\kappa z / c$$

$$D'_K = 98,477 \kappa_2 / c$$

2.1.11 Расчет ПНД

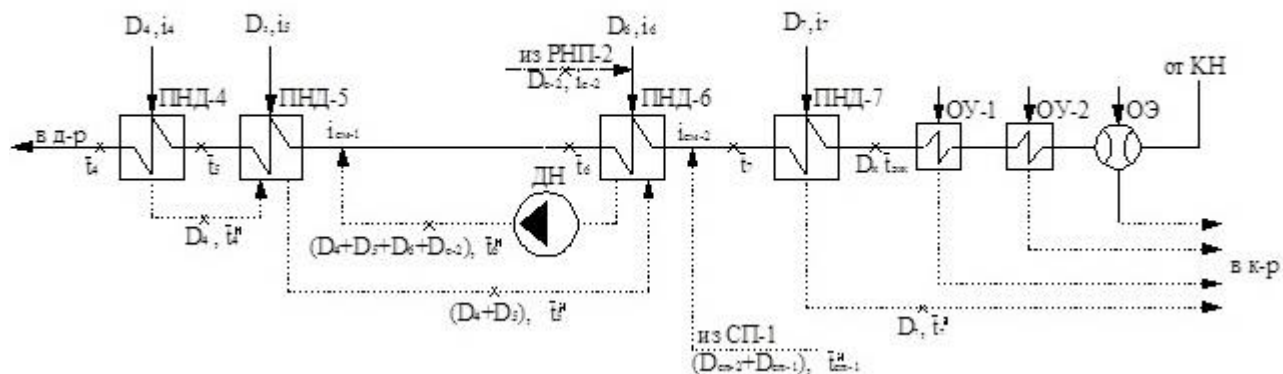


Рисунок 7 – Схема включения ПНД

Расход пара на ПНД-4 считается из уравнения теплового баланса, кг/с:

$$D_4 = \frac{D'_\kappa \cdot (\bar{t}_4 - \bar{t}_5)}{(\bar{i}_4 - \bar{t}_4^H) \cdot \eta} = \frac{98,477 \cdot (637 - 534)}{(2833 - 654) \cdot 0,98} = 4,75. \quad (79)$$

Для расчета ПНД-5 предварительно оценим энтальпию воды перед подогревателем, с последующей проверкой:

$$i_{cm1}=479,76 \text{ кДж/кг.}$$

Расход пара на ПНД-5 составит, кг/с:

$$D_5 = \frac{D'_\kappa \cdot (\bar{t}_5 - i_{cm1}) - D_4 \cdot (\bar{t}_4^H - \bar{t}_5^H) \cdot \eta}{(i_5 - \bar{t}_5^H) \cdot \eta} = \frac{98,477 \cdot (534 - 479,76) - 4,75 \cdot (654 - 551) \cdot 0,98}{(2730 - 551) \cdot 0,98} = 2,277 \quad (80)$$

Для определения расхода пара на ПНД-6 определим энтальпию смеси воды перед подогревателем, кДж/кг:

$$i_{cm2} = \frac{(D'_\kappa - D_{cn-1} - D_{cn-2}) \cdot \bar{t}_7^H + (D_{cn-1} + D_{cn-2}) \cdot \bar{t}_{cn-1}^H}{D'_\kappa} =$$

$$= \frac{(98,477 - 32,649 - 32,683) \cdot 415 + (32,649 + 32,683) \cdot 393,484}{98,477} = 400,72 \quad (81)$$

Тогда расход пара на ПНД-6 равен, кг/с:

$$D_6 = \frac{D'_\kappa \cdot (\bar{t}_6 - i_{cm2}) - [D''_{em} \cdot (i''_{em} - \bar{t}_6^H) + (D_4 + D_5) \cdot (\bar{t}_5^H - \bar{t}_6^H)] \cdot \eta}{(i_6 - \bar{t}_6^H) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{98,477 \cdot (491 - 400,726) - [0,091 \cdot (2704 - 491) + (4,75 + 2,277) \cdot (551 - 491)] \cdot 0,98}{(2665 - 491) \cdot 0,98} = 3,1 \quad (82)$$

Из уравнения теплового баланса для ПНД-7 имеем, кг/с:

$$D_7 = \frac{(D'_\kappa - D_{cn-1} - D_{cn-2}) \cdot (\bar{t}_7 - \bar{t}_{эж})}{(i_7 - \bar{t}_7^H) \cdot \eta} =$$

$$= \frac{(98,477 - 32,649 - 32,683) \cdot (398 - 192,556)}{(2579 - 415) \cdot 0,98} = 3,2 \quad (83)$$

где $t_{эж}$ – энтальпия эжектора по температуре 46°C.

Расход пара в конденсатор составит, кг/с:

$$D_\kappa = D'_\kappa - (D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_{cn-1} + D_{cn-2} + D''_{em}) =$$

$$= 98,477 - (4,75 + 2,277 + 3,101 + 3,211 + 32,649 + 32,683 + 0,091) =$$

$$= 19,717 \quad (84)$$

Проверяем правильность оценки величины энтальпии конденсата перед ПНД-5, кг/с:

$$i_{cm1} = \frac{(D_4 + D_5 + D_6 + D''_{em}) \cdot \bar{t}_6^H + D_\kappa \bar{t}_6}{D_4 + D_5 + D_6 + D''_{em} + D_\kappa} =$$

$$= \frac{(4,75 + 2,277 + 3,101 + 0,091) \cdot 491 + 19,717 \cdot 474}{4,75 + 2,277 + 3,101 + 0,091 + 19,717} = 479,803 \quad (85)$$

Значение практически не отличается от ранее принятого.

2.1.12 Составление теплового и материального баланса

Проверка материального баланса пара в турбине:

$$D_m = D_k + D_1 + D_2 + D_3 + D_0 + D_4 + D_5 + D_6 + D_7 + D_{cn-1} + D_{cn-2} \quad (86)$$

$$11,261 = 19,717 + 5,413 + 7,613 + 4,355 + 1,23 + 4,75 + 2,277 + 3,101 + 3,211 + 32,649 + 32,683$$

$$115,261 = 115,26$$

Проверка по балансу мощности:

$$W_{\text{э}} = \left[\sum_{i=1}^7 D_i^{\text{отб}} \cdot h_i^{\text{отб}} + H_i \cdot D_k \right] \cdot \eta_{\text{эм}} \quad (87)$$

$$100000 = \left[5,413 \cdot 335 + 7,613 \cdot 411 + (4,355 + 1,23) \cdot 543 + 4,75 \cdot 680 + 2,277 \cdot 783 + \right. \\ \left. + (3,101 + 32,649) \cdot 848 + (3,211 + 32,683) \cdot 934 + 19,717 \cdot 1256 \right] \cdot 0,98$$

$$100000 = 99560$$

Несоответствие заданной мощности $\Delta W_{\text{э}}$, кВт:

$$\Delta W_{\text{э}} = 100000 - 99560 = 440, \quad (88)$$

что составляет 0,44 %, что допустимо по нормам.

Уточним расход пара на турбину, кг/с:

$$\Delta D_m = K_p \frac{\Delta W_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} = 1,15 \frac{440}{1256 \cdot 0,98} = 0,411$$

$$D'_m = D_m + \Delta D_m = 115,261 + 0,411 = 115,672 \quad (89)$$

Уточненное значение коэффициента регенерации составит:

$$K'_p = \frac{D'_m}{\frac{W_{\text{э}}}{H_i \cdot \eta_{\text{эм}}} + y_{cn-1} D_{cn-1} + y_{cn-2} D_{cn-2}} = 1,154 \quad (90)$$

2.2 Расчет технико-экономических показателей

Расход тепла на турбоустановку составит, кДж:

$$\begin{aligned} Q_{my} &= D_m \cdot (i_0 - \bar{t}_{n6}) + D'_{em} \cdot (i'_{em} - \bar{t}_{n6}) + D''_{em} \cdot (i''_{em} - \bar{t}_{n6}) + G_{xov} \cdot (t_{xov} \cdot C - \bar{t}_{n6}) = \\ &= 115,261 \cdot (3513 - 879,06) + 0,815 \cdot (2756 - 879,06) + \\ &+ 0,091 \cdot (2704 - 879,06) + 4,944 \cdot (40,849 \cdot 4,186 - 879,06) = 301800 \end{aligned} \quad (91)$$

Расход тепла на сетевые подогреватели, кДж:

$$\begin{aligned} Q_m &= D_{cn-1} \cdot (i_{cn-1} - \bar{t}_{cn-1}^H) + D_{cn-2} \cdot (i_{cn-2} - \bar{t}_{cn-2}^H) = \\ &= 32,649 \cdot (2665 - 477,204) + 32,683 \cdot (2579 - 393,484) = 142920 \end{aligned} \quad (92)$$

$$Q^3_{my} = Q_{my} - Q_m = 301800 - 142920 = 158900 \quad (93)$$

Тепловая нагрузка котла, кВт:

$$Q_{ne} = D_{ne} \cdot (i_{ne} - \bar{t}_{n6}) + G_{np} \cdot (\bar{t}_{np} - \bar{t}_{n6}) = 121,024 \cdot (3513 - 879,06) + 1,815 \cdot (1634 - 879,06) = 320100$$

Полный расход условного топлива, кг/с:

$$B = \frac{Q_{ne}}{Q_p^H \cdot \eta_{n2}} = \frac{320100}{35800 \cdot 0,91} = 9,825 \quad (94)$$

Принимая мощность собственных нужд блока 9%, отпущенная мощность составляет, кВт:

$$W_{omn} = W_{\text{э}} - e_{c.n} \cdot W = 100000 - 0,09 \cdot 100000 = 91000 \quad (95)$$

Мощность собственных нужд, затраченная только на производство электроэнергии, кВт:

$$W_{\text{эз}}^{CH} = e_{\text{эз}}^{CH} \cdot W = 0,05 \cdot 100000 = 5000 \quad (96)$$

Увеличение расхода тепла на производство электроэнергии при наличии отборов, кДж:

$$\Delta Q_{отб} = [Q_{сп-1} \cdot (1 - \xi_{сп-1}) + Q_{сп-2} \cdot (1 - \xi_{сп-2})] \cdot \frac{Q_T}{\sum Q_T} \quad (97)$$

$Q_{сп-1}$, $Q_{сп-2}$ – тепло, отпущенное из двух теплофикационных отборов.

Отношение $\frac{Q_T}{\sum Q_T}$ принимается равным 1.

ξ – коэффициент ценности тепла каждого отбора.

$$\begin{aligned} \xi_{cn-1} &= \frac{i_{cn-1} - i_{\kappa}}{i_0 - i_{\kappa}} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 - i_{cn-1}}{i_0 - i_{\kappa}} \right) = \\ &= \frac{2579 - 2257}{3513 - 2257} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3513 - 2579}{3513 - 2257} \right) = 0,333 \end{aligned} \quad (98)$$

$$\begin{aligned} \xi_{cn-2} &= \frac{i_{cn-2} - i_{\kappa}}{i_0 - i_{\kappa}} \cdot \left(1 + K \frac{i_0 - i_{cn-2}}{i_0 - i_{\kappa}} \right) = \\ &= \frac{2665 - 2257}{3513 - 2257} \cdot \left(1 + 0,4 \cdot \frac{3513 - 2665}{3513 - 2257} \right) = 0,413 \end{aligned} \quad (99)$$

K – коэффициент, зависящий от давления пара перед турбиной, его значение принимаем равным 0,4.

$$\Delta Q_{отб} = (70000 \cdot (1 - 0,413) + 70000 \cdot (1 - 0,333)) \cdot 1 = 87840 \quad (100)$$

Коэффициент отнесения затрат топлива энергетическими котлами на производство электроэнергии:

$$K_{\vartheta} = \frac{Q_{my}^{\vartheta} + Q_{my}^{ch} + \Delta Q_{отб}}{Q_{my}^{\vartheta} + Q_{my}^{ch} + \Delta Q_{отб} + Q_m} = \frac{158900 + 87840 + 15090}{58900 + 87840 + 15090 + 142900} = 0,647 \quad (101)$$

Расход тепла на собственные нужды турбоагрегата, кДж:

$$Q_{my}^{ch} = Q_{my} - Q_m = 0,05 \cdot 301800 = 15090 \quad (102)$$

Расход топлива на выработку электроэнергии, кг/с:

$$B_{\vartheta} = B \cdot K_{\vartheta} \cdot \frac{W_{om}}{W_{\vartheta} - W_{\vartheta}^{ch}} = 9,825 \cdot 0,647 \cdot \frac{91000}{100000 - 5000} = 6,089, \quad (103)$$

где $W, W_{от}$ – выработка и отпуск электроэнергии, кВт·ч,

$W_{э}^{сн}$ – расход электроэнергии на собственные нужды, связанные с производством электроэнергии, кВт·ч.

Расход топлива на выработку тепла, кг/с:

$$B_T = B + B_{пвк} - B_{э} \quad (104)$$

Здесь $B_{пвк}$ – расход условного топлива пиковым водогрейным котлом, кг/с:

$$B_{пвк} = \frac{Q_{пвк}}{Q_p^H \cdot \eta_{пвк}} = \frac{140000}{35800 \cdot 0,88} = 4,44 \quad (105)$$

$$B_m = 9,825 - 6,089 + 4,44 = 8,176$$

Фактическое значение удельных расходов условного топлива на отпуск электроэнергии и тепла определяются по формулам:

$$e_{э} = \frac{B_{э} \cdot 3600}{W_{э}} = \frac{6,089 \cdot 3600}{100000} = 0,219 \text{ кг} / \text{кВт} \cdot \text{ч} \quad (106)$$

$$e_m = \frac{B_m}{Q_{от}^{макс}} \cdot 10^6 = \frac{8,176}{280000} \cdot 10^6 = 29,2 \text{ кг} / \text{ГДж} \quad (107)$$

Удельный расход условного топлива на выработку тепла блоком (без ПВК), кг/ГДж:

$$B_m = B - B_{э} = 9,825 - 6,089 = 3,736 \text{ кг} / \text{с} \quad (108)$$

$$e_m \frac{B - B_{э}}{Q_{от}^{баз}} \cdot 10^6 = \frac{9,825 - 6,089}{140000} \cdot 10^6 = 26,68 \quad (109)$$

3 Общая часть

3.1 Выбор основного оборудования ТЭЦ

На основании заданных величин в качестве основного оборудования, в целях обеспечения надежности работы станции, выбираем турбоагрегат Т-100/120-130.

Котлоагрегат выбираем по максимальному расходу пара на турбину с запасом 3%. Для турбоустановки Т-100/120-130 максимальный расход пара составляет 420 т/ч. Таким образом, паропроизводительность котельного агрегата должна составлять $420 \cdot (100+3)/100 = 432,6$ т/ч. По этому значению выбираем котел барабанного типа БКЗ-420-140 Барнаульского котельного завода, со следующими техническими характеристиками:

- Номинальная производительность – 420 т/ч
- Давление пара на выходе из пароперегревателя – 140 кгс/см²
- Температура перегретого пара – 545 °С
- Температура питательной воды – 230 °С
- Температура уходящих газов – 139 °С
- КПД при номинальной нагрузке – 91,8 %

3.2 Выбор вспомогательного оборудования в пределах ПТС

3.2.1 Регенеративные подогреватели

Регенеративные подогреватели выбираем по заводским данным, так как их характеристики удовлетворяют значениям, полученным в ходе расчета ПТС.

ПВД-1: ПВ 450-230-50,

где 450 – площадь прогрева, м²;

230 – максимальное давление в трубной системе, бар;

50 – максимальное давление в корпусе, бар.

ПВД-2: ПВ 450-230-35;

ПВД-3: ПВ 450-230-25;

ПНД-4: ПН 250-16-7-IV.

ПНД-5: ПН 250-16-7-IV.

ПНД-6: ПН 250-16-7-IV.

ПНД-7: ПН 250-16-7-III.

3.2.2 Деаэратор

По расходу питательной воды выбираем деаэратор смешивающего типа повышенного давления ДП-500-М2 с характеристиками:

геометрическая ёмкость колонки – 8,5 м³;

давление – 6 бар;

производительность – 138,9 кг/с (500 т/ч);

аккумуляторный бак – 100 м³;

3.2.3 Сетевые подогреватели

Подогреватели сетевой воды выбираем по расчетному пропуску воды, давлению пара в корпусе и температурам пара на входе и на выходе.

Расчетный пропуск воды $G_{св}=895,84$ кг/с. Принимая давление и температуру среды из таблицы 4.1 выбираем в качестве верхнего сетевого подогревателя (СП-2) – подогреватель ПСГ-2300-3-8 и нижнего (СП-1) – подогреватель ПСГ-2300-2-8

3.2.4 Выбор питательных насосов.

Питательный насос выбираем по производительности (с запасом 7%) и напору, т/ч и м.вод.ст.

$$G = G_{пв} \cdot 1,07 \cdot 3,6 = 122,84 \cdot 1,07 \cdot 3,6 = 473,178 \quad (110)$$

$$H = 1,4 \cdot P_0 = 1,4 \cdot 127,5 \cdot 10 = 1785 \quad (111)$$

Выбираем питательный электронасос ПЭ 500-180 с характеристиками:

подача – 500 т/ч;

напор – 1970 м;

частота вращения – 2900 об/мин;

КПД – 78%.

Необходимая мощность электродвигателя, кВт:

$$P_H = 1,05 \cdot \frac{D \cdot H \cdot \gamma}{102 \cdot \eta_H} = 1,05 \cdot \frac{0,138 \cdot 1970 \cdot 908,26}{102 \cdot 0,78} = 3259 \quad (112)$$

где $D=0,138$ – подача, м³/с;

$\gamma=908,26$ – плотность питательной воды, кг/м³.

3.2.5 Выбор конденсатных насосов

Устанавливаем два конденсатных насоса, на 100%-ую производительность каждый. Конденсатные насосы выбираются по производительности (расход конденсата в летний период – без отопительного отбора, но с учетом регенеративных отборов) и напору, т/ч:

$$D = (D_k + D_{СП-1} + D_{СП-2}) \cdot 3,6 = (19,717 + 32,649 + 32,683) \cdot 3,6 = 306,173 \quad (113)$$

Выбираем конденсатные насосы КсВ 320-160 с характеристиками:

подача – 320 м³/ч;

напор – 160 м;

частота вращения – 1500 об/мин;

мощность – 186 кВт;

КПД – 75%.

3.2.6 Выбор циркуляционных насосов

Расход циркуляционной воды на одну турбину по заводским данным составляет 16000 м³/ч.

Расчетный расход циркуляционной воды на ТЭЦ составит, м³/ч :

$$Q = 16000$$

Выбираем насосы типа ОПВ-110 с характеристиками:

Производительность – 16000 м³/ч;

полный напор – до 16 м.вод.ст.;

число оборотов – 485 об/мин;

КПД – 87%.

Необходимое количество насосов на береговой – 1.

Мощность электродвигателя, кВт:

$$P = 1,1 \cdot \frac{Q \cdot H}{102 \cdot \eta_n} = 1,1 \cdot \frac{4444,4 \cdot 16}{102 \cdot 0,87} = 881,5 \quad (114)$$

где $\frac{16000}{3,6} = 4444,4$ кг/с.

3.2.7 Выбор сетевых насосов

Выбор сетевого насоса производится по производительности и напору. Сетевые насосы устанавливаем в количестве двух насосов на турбину, рассчитывая их на 50%-ую производительность.

Производительность сетевого насоса, м³/ч:

$$G = \left(\frac{G_{св}}{2} \right) \cdot 3,6 = \left(\frac{836,12}{2} \right) \cdot 3,6 = 1505 \quad (115)$$

Выбираем сетевые насосы СЭ 2000-100 с характеристиками:

подача – 2000 м³/ч;

напор – 100 м.вод.ст.;

частота вращения – 3000 об/мин;

мощность – 640 кВт;

КПД – 85%.

3.3 Проектирование топливного хозяйства ТЭЦ

Основные марки сжигаемого топлива и основные поставщики:

- природный газ доставляется газопроводом Уренгой-Сургут -Челябинск,
- поставщики ОАО «Газпром». В качестве основного топлива на Искитимской ТЭЦ используется природный газ Уреногойского месторождения. Предусмотрен запас аварийного жидкого топлива.

Газ поступает на электростанцию газораспределительной станции (ГРС-1А) с давлением 1,2 МПа. Газохранилищами электростанции не располагают. Для снижения давления поступающего газа до необходимого значения у горелок (0,13–0,2 МПа) предусматривается его дросселирование в газорегуляторном пункте (ГРП), который ввиду повышенной взрывоопасности и резкого шума при дросселировании газа размещают в отдельном помещении на территории ТЭЦ.

Подвод газа к ГРП от магистрального или городского газопровода осуществляется по одной линии подземного трубопровода. Количество параллельно работающих регулирующих установок в каждом ГРП принимается с одной резервной. Резервный газопровод от ГРП к парогенераторной не предусматривается. Прокладка газопроводов от ГРП к парогенераторам выполняется наземной. В каждом ГРП выполняется несколько (чаще три) ниток газопровода с установкой регуляторов давления, одна из которых является резервной. Кроме того, предусматривается байпасная линия помимо регуляторов. Для очистки газа от механических примесей перед регулируемыми клапанами имеются фильтры. Регулирующие клапана поддерживают необходимое давление «после себя». Для защиты от аварийного повышения давления газа установлены предохранительные клапана. Количество газа, прошедшего газорегуляторный пункт, регистрируются расходомерами. Основными устройствами на газопроводе к каждому паровому котлу являются автоматический регулятор расхода газа (АРР) и отсекающий быстродействующий клапан (БК).

Регулятор АРР обеспечивает необходимую тепловую мощность котла в любой момент времени. Импульсный отсекающий БК отключает подачу газа в топку котла в случае аварийной ситуации, когда поступление газа может создать опасность взрыва (обрыв факела, падение давления воздуха у горелок, останов электродвигателей дымососа или дутьевого вентилятора и т.п.).

Для исключения взрывоопасных ситуаций в нерабочий период газовые линии продувают воздухом через специальные отводы в атмосферу (свечи). Последние выведены за пределы здания в места, недоступные пребывания людей. Через свечи вытесняют также газовоздушную смесь из газопроводов перед растопкой котла. Окончание продувки линии газом определяют по содержанию кислорода в пробе не выше 1%. Эксплуатация газового оборудования на электростанции ведётся в соответствии с правилами безопасности в газовом хозяйстве Госгортехнадзора.

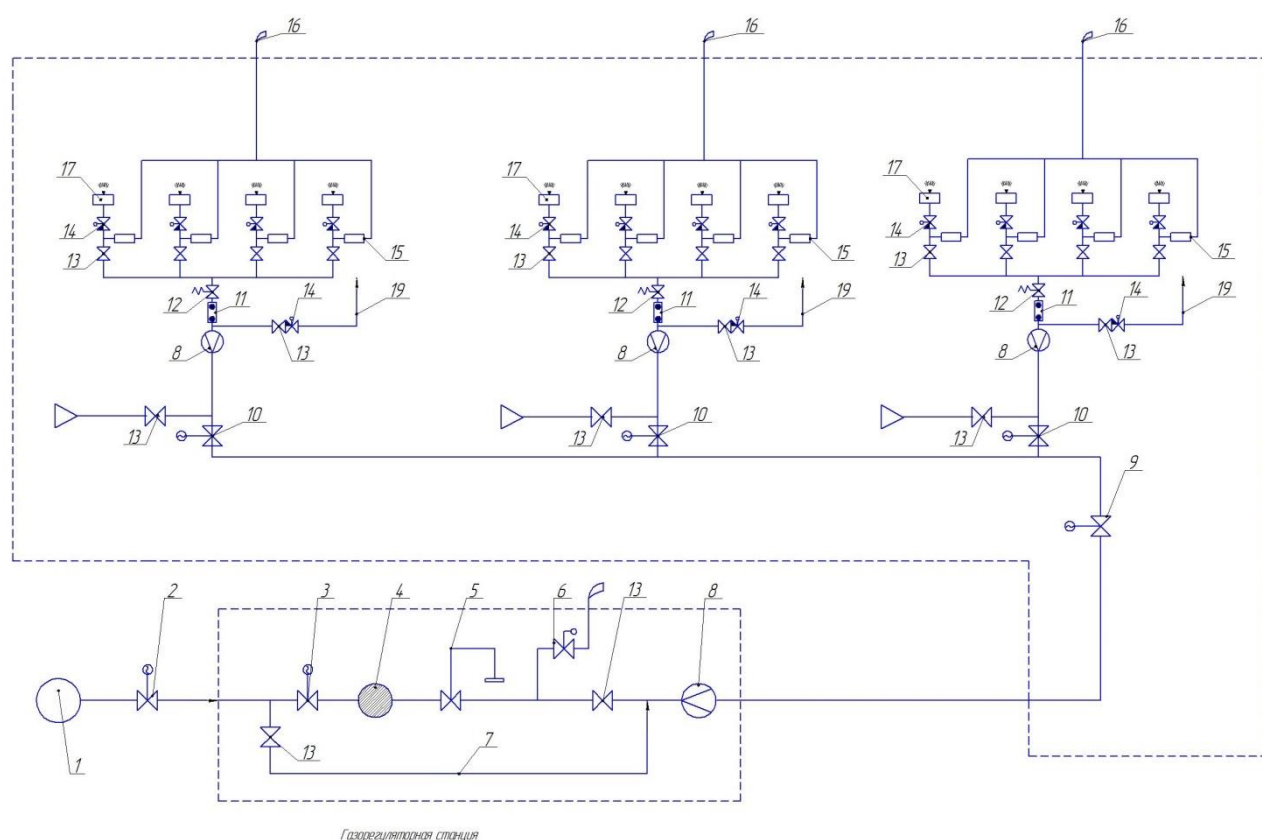


Рисунок 8 – Схема газового хозяйства

Таблица 3.1 – Характеристики природного газа

Газопровод	Состав газа по объему, %									Теплота сгорания Q_H^p , кДж/м ³
	CH ₄	C ₂ H ₆	C ₃ H ₈	C ₄ H ₁₀	C ₅ H ₁₂	C ₆ H ₁₄	CO ₂	N ₂	H ₂ S	
Уренгой-Сургут-Челябинск	98,24	0,29	0,2	0,09	0,04	-	0,14	1,0	-	35800

3.3.1 Определение расхода топлива на ТЭЦ

Расчетный расход топлива на работу парогенератора определяется из следующего соотношения, кг/с:

$$B_{рас} = \frac{D_m(i_{ne} - \bar{t}_{ne}) + D_{np}(\bar{t}_{np} - \bar{t}_{ne})}{Q_p \cdot \eta_{ng}} = \frac{115,261 \cdot (3513 - 879,06) + 1,815 \cdot (1634 - 879,06)}{35800 \cdot 0,91} = 9,825 \quad (116)$$

3.4 Дутьевые вентиляторы и дымососы

Устанавливаем один дымосос и один вентилятор.

Дутьевой вентилятор и дымосос выбираются по производительности и напору.

Производительность дутьевого вентилятора определяется по формуле, м³/ч:

$$V_{дв} = 1,05 \cdot B_p \cdot V^0 \cdot (\alpha_t - \Delta\alpha_t - \Delta\alpha_{шт} + \Delta\alpha_b) \cdot \frac{t_{xb} + 273}{273}, \quad (117)$$

где $V^0 = 4,149$ м³/ч – теоретическое количество воздуха;

$\alpha_t = 1,2$ – коэффициент избытка воздуха на выходе из топки;

$\Delta\alpha_T = 0,08$ – присос воздуха в топке;

$\Delta\alpha_{пп} = 0$ – присосы воздуха в системе пылеприготовления;

$\Delta\alpha_{взп} = 0,05$ – относительная утечка воздуха в ВЗП;

$t_{хв} = 30$ °С – температура холодного воздуха;

Производительность дутьевого вентилятора:

$$V_{дв} = 1,05 \cdot 15,3 \cdot 4,149 \cdot (1,2 - 0,08 - 0 + 0,05) \cdot \frac{30 + 273}{273} = 86,5$$

Расчетная производительность дымососа определяется по формуле, м³/ч:

$$V_{дс} = B_p \cdot \left[V_r^0 + (\Delta\alpha_d - 1) \cdot V_0 \cdot \frac{t_d + 273}{273} \right], \quad (118)$$

где $V_r^0 = 4,888$ м³/ч – теоретический объем продуктов сгорания;

$\alpha_d = 1,5$ – коэффициент избытка воздуха перед дымососом;

$t_d = 140$ °С – температура газов у дымососа.

Расчетная производительность дымососа:

$$V_{дс} = 15,3 \cdot \left[4,888 + (1,5 - 1) \cdot 4,149 \cdot \frac{140 + 273}{273} \right] = 122,8$$

Расчетный напор дутьевого вентилятора определяется по формуле, кПа:

$$H = 1,1 \cdot \Sigma H_{пот} = 1,1 \cdot 5 = 5,5 \quad (119)$$

где $\Sigma H_{пот} = 5$ кПа – суммарный перепад давлений по воздушному тракту.

Расчетный напор дымососа, кПа:

$$H = 1,1 \cdot \Sigma H_{пот} = 1,1 \cdot 3 = 3,3 \quad (120)$$

где $\Sigma H_{пот} = 3$ кПа – суммарный перепад давлений по газопроводному тракту.

Выбираем дутьевой вентилятор типа ВДН-18-Пу с характеристиками:

производительность – 117/88 м³/с;

полное давление – 3500/2000 Па;
температура газа – 30 °С;
КПД – 82%;
частота вращения – 980/740 об/мин;
мощность – 200/85 кВт.

Выбираем дымосос типа ДН-21 с характеристиками:

производительность – 138/105 м³/с;
полное давление – 5480/2870 Па;
температура газа – 100 °С;
КПД – 85%;
частота вращения – 980/740 об/мин;
мощность – 262/105 кВт.

3.5 Расчет выбросов вредных веществ и выбор дымовой трубы

Процесс сжигания топлива оказывает существенное влияние на окружающую среду – атмосферный воздух, водный бассейн и почву, причем выбросы в атмосферу являются главной экологической проблемой, поскольку качество атмосферного воздуха – важнейший фактор, влияющий на здоровье, санитарную и эпидемиологическую ситуацию.

Выбор высоты и количества устанавливаемых труб для проектируемого блока производится таким образом, чтобы загрязнение приземного слоя воздуха выбросами из труб не превышало предельно допустимых концентраций вредных примесей.

Так как проектируемый блок работает на газовом топливе, выбросы золы и оксидов серы практически отсутствуют в уходящих дымовых газах, покидающих КУ. Следовательно, необходимо произвести расчет выбросов оксидов азота, исходя из чего, определить высоту дымовой трубы.

3.5.1 Расчет выбросов оксида азота

Суммарное количество оксидов азота (NO и NO_2) в пересчете на диоксид азота, выбрасываемых в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок (M_{NO_x}), г/с вычисляются по формуле:

$$M_{\text{NO}_x} = I_{\text{NO}_x} \cdot B \cdot \varphi, \quad (121)$$

где $B = 9,825$ – расход топлива в камере сгорания, кг/с;

I_{NO_x} – удельный выброс NO_x , г/кг топлива, определяемый по формуле;

φ – коэффициент, учитывающий мероприятия по подавлению оксидов азота в топке (принимается в пределах (0,9-0,5)).

$$I_{\text{NO}_x} = C_{\text{NO}_x} \cdot V_z, \quad (122)$$

где C^{NOx} – концентрация оксидов азота в отработавших газах в пересчете на NO_x , г/м³, при нормальных условиях;

V_T – объем сухих дымовых газов за турбиной, м³/кг топлива, при нормальных условиях равен:

$$V_T = V_T^0 + 0,984 \cdot (\alpha_{OB} - 1) \cdot V^0 - V_{H_2O}^0, \quad (123)$$

где V^0 – теоретический объем газов, м³/кг;

V_e^0 – теоретически необходимый объем воздуха, м³/кг;

α_{OB} – коэффициент избытка воздуха в отработавших газах за турбиной;

$V_{H_2O}^0$ – теоретический объем водяных паров, м³/кг.

Коэффициенты α_{OB} и C_{NO_x} равны соответственно:

$$\alpha_{OB} = 2,696; C_{NO_x} = 0,15 \text{ г/м}^3.$$

Для расчета объема сухих дымовых газов за котлом воспользуемся таблицей при нормальных условиях:

$$V_e^0 = 10,124 \text{ м}^3/\text{м}^3; V_e^0 = \frac{V_e^0}{\rho_e} = \frac{10,124}{1,265} = 8,003 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_z^0 = 11,333 \text{ м}^3/\text{м}^3; V_z^0 = \frac{V_z^0}{\rho_z} = \frac{11,333}{1,265} = 8,958 \text{ м}^3/\text{кг},$$

$$V_{H_2O}^0 = 2,241 \text{ м}^3/\text{м}^3; V_{H_2O}^0 = \frac{V_{H_2O}^0}{\rho_z} = \frac{2,241}{1,265} = 1,77 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

$$V_T = 8,958 + 0,984 \cdot (2,696 - 1) \cdot 8,003 - 1,77 = 20,544 \text{ м}^3/\text{кг}.$$

Удельный выброс NO^x , г/кг:

$$I_{NO_x} = 0,15 \cdot 20,544 = 3,082.$$

Тогда выброс оксидов азота (NO и NO₂) в пересчете на диоксид азота:

$$M_{NO_x} = 3,082 \cdot 4,072 \cdot 0,9 = 11,293 \text{ г/с}.$$

Минимально допустимая высота дымовой трубы для котлов, сжигающих природный газ, принимается на 10÷20 метров выше конька самого высокого здания. Это обусловлено снижением количества выбросов до значений, не превышающих ПДК, благодаря использованию микрофакельных горелок в топке котла.

3.5.2 Расчет выбросов оксида углерода и несгоревших углеводородов

Суммарное количество оксида углерода и несгоревших углеводородов в пересчете на метан M_{CO} и M_{CH_4} , г/с, выбрасываемых в атмосферу с отработавшими газами газотурбинных установок, вычисляем по формулам:

$$M_{CO} = I_{CO} \cdot B, \quad (124)$$

$$M_{CH_4} = I_{CH_4} \cdot B, \quad (125)$$

где B – расход топлива в топочную камеру парового котла, кг/с;

I_{CO}, I_{CH_4} – удельные выбросы CO и CH₄, которые находятся по формуле:

$$I_{CO} = \alpha_{CO} \cdot q_3^{n_{CO}}, \quad (126)$$

$$I_{CH_4} = \alpha_{CH_4} \cdot q_3^{n_{CH_4}}, \quad (127)$$

где $q_3 = 0,5\%$ – потери теплоты от химической неполноты сгорания топлива (для рабочих режимов), %;

$\alpha_{CO}, \alpha_{CH_4}$ – коэффициенты, определяемые видом сжигаемого топлива.

Для природного газа:

$$\alpha_{CO} = 22,8.$$

$$\alpha_{CH_4} = 5,01.$$

Тогда удельные выбросы:

$$I_{CO} = 22,8 \cdot 0,5 = 15,042 \text{ г/кг топлива},$$

$$I_{CH_4} = 5,01 \cdot 0,5 = 2,181 \text{ г/кг топлива}.$$

Тогда выброс оксида углерода и несгоревших углеводородов:

$$M_{CO} = 15,042 \cdot 9,825 = 147,8 \text{ г/с},$$

$$M_{CH_4} = 2,181 \cdot 9,825 = 21,43 \text{ г/с}.$$

3.5.3 Расчет и выбор дымовой трубы

Основным направлением работы в области охраны окружающей среды при работе ТЭС является снижение выбросов токсичных веществ в атмосферу.

Весьма ответственным устройством в системе охраны атмосферы от вредных выбросов является газоотводящее устройство – дымовая труба.

Для того чтобы не были превышены концентрации вредных примесей на уровне дыхания человека, соответствующие значениям ПДК, требуется уменьшение соответствующей концентрации вредных примесей в дымовых газах.

Высота дымовой трубы выбирается по условиям отвода газов и рассеивания содержащихся в них окислов азота и других вредных примесей.

Высота дымовых труб определяется по формуле:

$$H_{mp} = p_n \cdot \sqrt{\frac{m \cdot A \cdot M \cdot F}{ПДК - C_\phi}} \cdot \sqrt[3]{\frac{Z}{V \cdot \delta t}}, \text{ м} \quad (128)$$

где p_n – поправочный коэффициент для расчета многоствольных труб, зависящий от числа стволов в трубе n , для одноствольных труб $p_n=1,0$;

m – коэффициент, учитывающий условия выхода газовой смеси из устья трубы, при $W_0=25$ м/с, $m = 0,9$;

A – коэффициент, зависящий от температурной стратификации атмосферы, для наших широт $A=160$;

M – выбросы оксидов азота;

F – безразмерный коэффициент, учитывающий скорость оседания вредных веществ в атмосфере, $F=1$;

C_ϕ – фоновая концентрация выбросов, принимаем $C_\phi = 0,1$;

$ПДК$ – максимальная разовая предельно допустимая концентрация диоксида азота, принимаем $ПДК = 0,25$ мг/м³;

Z – количество труб, принимаем $Z=1$;

V – суммарный объем дымовых газов, м³/с;

δt – разность между температурой выбрасываемых газов t_r и температурой окружающего воздуха t_b (последняя принимается по средней температуре самого жаркого месяца в полдень 35 °С):

Суммарный объем дымовых газов, м³/с :

$$V = \alpha_{yx} \cdot V_z^0 \cdot B \cdot \frac{273 + t_{yx}}{273}, \quad (129)$$

где $t_{yx} = 140$ °С – температура уходящих газов за котлом.

$$V = 2,696 \cdot 11,333 \cdot 4,072 \cdot \frac{273 + 140}{273} = 197,462 .$$

Высота дымовых труб, м:

$$H_{mp} = 1 \cdot \sqrt{\frac{0,9 \cdot 160 \cdot 11,293 \cdot 1}{0,25 - 0,1}} \cdot \sqrt[3]{\frac{1}{197,462 \cdot 85}} = 20,915. \quad (130)$$

Определим внутренний диаметр труб на выходе, м:

$$D_o = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{V}{w_o}} = 1,13 \cdot \sqrt{\frac{197,462}{25}} = 7,9. \quad (131)$$

Эффективная высота выброса дымовых газов, м:

$$H_{эфф} = H + \Delta H = H + 1,9 \cdot \frac{d_0 \cdot \omega_0}{v \cdot \varphi}, \quad (132)$$

где $d_0=3,3$ м – диаметр устья трубы [6];

$\omega_0=35$ м/с – скорость газов в устье трубы [6];

$v=4$ м/с – скорость ветра на высоте 10 м над уровнем земли;

$\varphi=1,42$ – коэффициент, учитывающий возрастание скорости ветра с высотой трубы.

$$H_{эфф} = 20,915 + 1,9 \cdot \frac{7,9 \cdot 25}{4 \cdot 1,42} = 86,98$$

Максимальная приземная концентрация при выбросе NO_2 газовой смеси:

$$C_m = \frac{A \cdot M \cdot F \cdot m \cdot n \cdot \eta}{H^2 \sqrt[3]{V_1 \cdot \Delta T}}, \quad (134)$$

$$C_m = \frac{160 \cdot 11,293 \cdot 1 \cdot 0,9 \cdot 1 \cdot 1}{86,98^2 \cdot \sqrt[3]{197,462 \cdot 85}} = 0,0084$$

Сравниваем полученное значение с $ПДК_{м.р.} NO_2$, $ПДК_{м.р.} = 0,25$ мг/м³.

$$C_m < ПДК_{м.р.}$$

Расчет показал, что выбросы оксидов азота не превышают ПДК, при высоте дымовых труб $h=87$ м.

3.6 Водоснабжение

Тепловые и атомные электрические станции потребляют значительное количество воды для конденсации пара в конденсаторах паровых турбин, обеспечиваемое техническим водоснабжением электростанции. Ниже показано соотношение между потребителями технической воды:

Таблица 3.3 - Соотношение между потребителями технической воды

Потребители технической воды электростанции	Расход, %
Конденсация пара в конденсаторе турбины	100
Охлаждение водорода, воздуха, конденсата статора электрогенераторов и крупных электродвигателей	2,5 - 4
Охлаждение подшипников вспомогательных механизмов	0,3-0,8
Восполнение потерь и утечек пароводяного тракта и тепловых сетей	0,04 - 0,1

Расход воды на конденсацию пара равен $16000 \text{ м}^3/\text{ч}$, тогда:

Вода на охлаждение водорода, воздуха, статора электрогенераторов и крупных электродвигателей, $\text{м}^3/\text{ч}$,

$$D_{\text{вод}} = 0,03 \cdot D_{\text{ов}}$$

где $D_{\text{ов}}$ - расход воды на конденсацию пара, $\text{м}^3/\text{ч}$.

$$D_{\text{вод}} = 0,03 \cdot 16000 = 480$$

Вода на охлаждение масла в системе турбоагрегатов и питательных насосов, $\text{м}^3/\text{ч}$,

$$D_{\text{мас}} = 0,02 \cdot D_{\text{ов}} = 0,02 \cdot 16000 = 320$$

Вода на охлаждение подшипников вспомогательных механизмов, $\text{м}^3/\text{ч}$,

$$D_{\text{под}} = 0,005 \cdot D_{\text{ов}} = 0,005 \cdot 16000 = 80$$

Вода на восполнение потерь и утечек пароводяного тракта и тепловых сетей, $\text{м}^3/\text{ч}$,

$$D_{\text{пот}} = 0,001 \cdot D_{\text{ов}} = 0,001 \cdot 16000 = 16$$

Различают три основные системы технического водоснабжения ТЭС: прямоточную, обратную и смешанную. В зависимости от характеристики

источника водоснабжения, типа электростанции и её мощности выбирается система водоснабжения. Т.к. рядом с местом строительства нет многоводных рек, с большим дебетом, то выбираем обратную систему водоснабжения с градирнями.

Градирня представляет собой башню, состоящую из двух частей. В нижней части с большими размерами в плане и высотой 10-40 метров размещается оросительное водораспределительное устройство. Верхняя часть меньшего размера поперечного сечения служит вытяжной трубой для создания тяги воздуха, необходимого для охлаждения воды.

В качестве охладительных устройств градирни применяются на электростанциях всех типов и любой мощности. Основное достоинство градирен заключается в том, что для их размещения требуется значительно меньшая площадь по сравнению с другими типами охладителей; представляется возможным размещать их в пределах ограды электростанции.

Охлаждение воды интенсифицируется встречным движением воздуха. По способу организации движения воздуха градирни делятся на башенные, вентиляторные и открытые. В башенных градирнях ток воздуха создается высокой башней за счет соответственной тяги, в вентиляторной — вентилятором, а в открытой — вследствие обтекания ветром. Наибольшее распространение на электростанциях имеют башенные градирни. Вентиляторные применяются в районах с жарким климатом, а открытые — в установках малой мощности.

По конструкции оросительного устройства градирни делятся на капельные, пленочные и капельно-пленочные. Наиболее эффективны из них пленочные и капельно-пленочные, обеспечивающие наибольшие удельные значения гидравлической и тепловой нагрузок оросителя.

Основные характеристики градирен следующие:

гидравлическая нагрузка G , т/ч, охлаждаемой воды. Иногда эту характеристику называют производительностью градирни.

тепловая нагрузка $Q = G_c \cdot (t_2 - t_1)$ кВт, где t_2 и t_1 - соответственно начальная и конечная температуры воды, °С; c — удельная теплоемкость воды, кДж/ (кг • °С).

плотность орошения G/F , м³/ (м³ • ч), где F — площадь оросителя, являющаяся основной конструкционной характеристикой градирни.

Найдём эти характеристики:

$$G = 16000 \text{ т/ч}$$

Для наиболее распространенных капельно-пленочных градирен $t_2 - t_1 = 6 - 12$ °С

$$Q = G_c \cdot (t_2 - t_1) = 16000 \cdot 4,186 \cdot 9 = 602784$$

$$F_{op} = W_э \cdot f_{y\partial}$$

где $W_э$ - электрическая мощность турбины, кВт;

$f_{y\partial}$ - удельная поверхность орошения, м² /кВт;

$$F_{op} = 100000 \cdot 0,025 = 2500$$

Устанавливаем по 1 градирне на каждую турбину [12] БЖГ-2600-72 со следующими характеристиками:

Площадь орошения, м²- 2600

Гидравлическая нагрузка, тыс.м /ч - 28,0-32,0

Плотность орошения, м³/ (м³ • ч) – 7-8

Высота подъёма воды, м - 10,85

Высота башни - 72

Внутренний диаметр верхней части, м – 35,6

Внутренний диаметр нижней части, м – 63,68

Высота подачи воды, м - 11

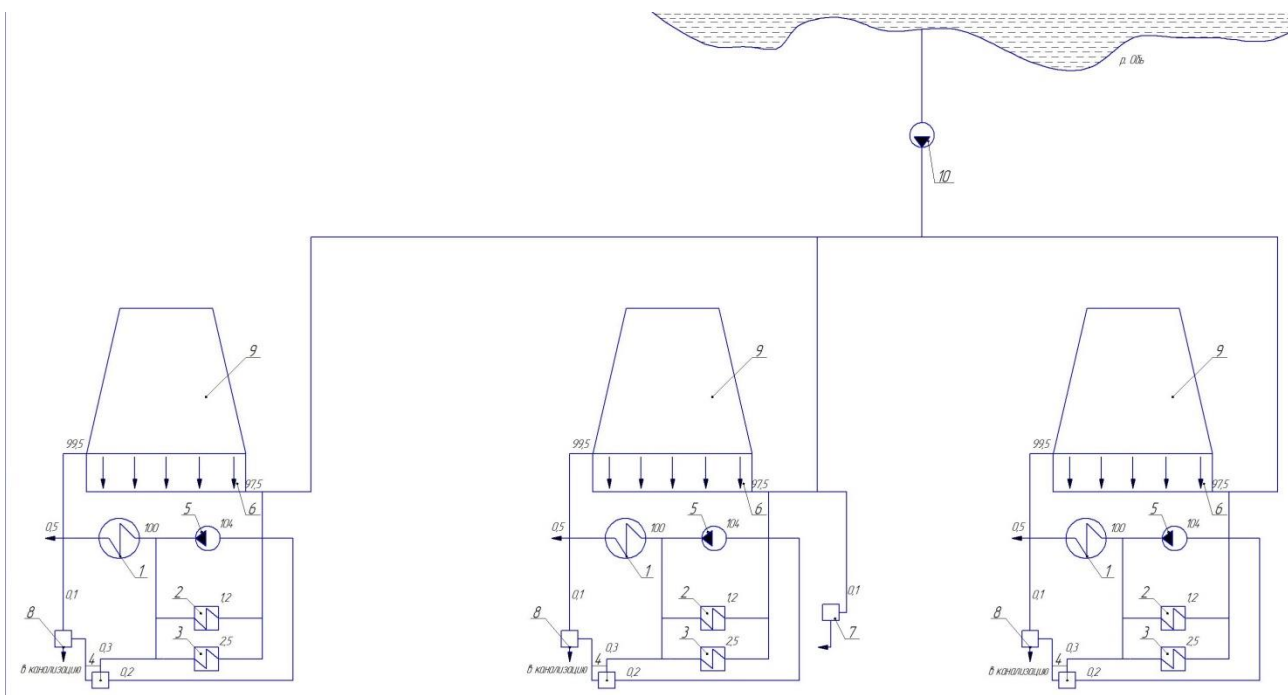


Рисунок 9 – Схема водоснабжения

3.7 Генеральный план

Генеральный план – план размещения на выбранной производственной площадке электростанции, ее основных и вспомогательных сооружений. Генеральный план электростанции включает следующие производственные и подсобные здания и сооружения: главный корпус, внутри которого размещается турбинное и котельное отделения, помещения для деаэраторов, щиты управления, газораспределительный пункт, градирни, распределительное устройство генераторного напряжения, повышающие трансформаторы и распределительные устройства, обычного открытого типа; дымовые трубы; химводоочистка; система технического водоснабжения; мазутное хозяйство; здания и сооружения подсобного назначения: мастерские, склады, гараж, пожарная охрана, а также железнодорожные пути,

Все здания и сооружения размещаются, как правило, в пределах основной ограды электростанции. Генпланы ТЭЦ имеют обычно следующие отличительные особенности: наличие закрытого электрического распределительного устройства генераторного напряжения; вывод электроэнергии не только воздушными линиями электропередачи, но и подземными электрическими кабелями генераторного напряжения.

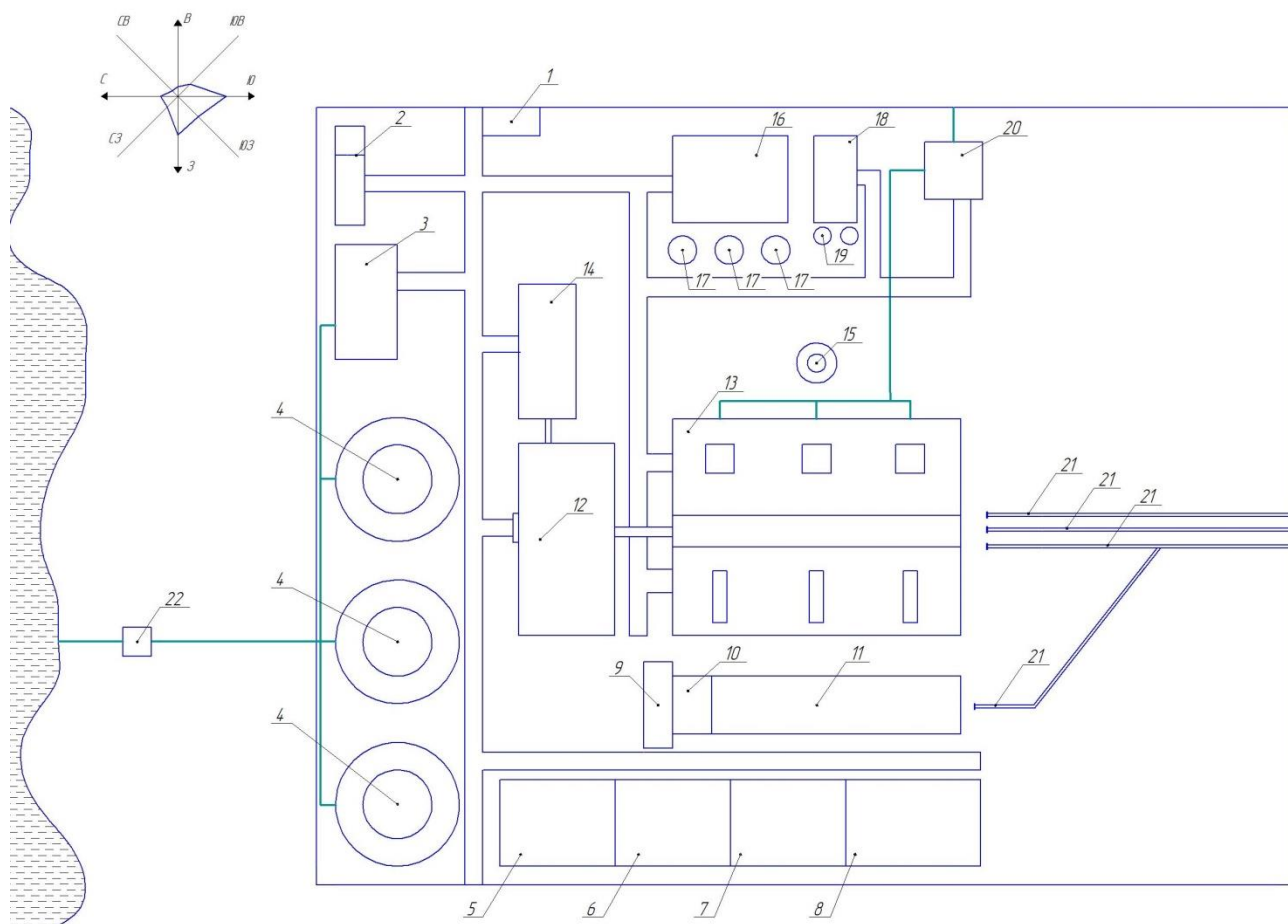


Рисунок 10 – Генеральный план

3.8 Компоновка главного корпуса

Главным корпусом электростанции называют главное ее здание, в котором размещают основное и связанное с ним вспомогательное оборудование. В главный корпус подается топливо, подлежащее использованию, вода для охлаждения отработавшего пара турбоагрегатов и для других целей. Из главного корпуса отводится охлаждающая вода после конденсаторов, дымовые газы котла, выводится конечная продукция – электрическая энергия и тепловая энергия с паром и горячей водой. Под компоновкой главного корпуса электростанции понимают взаимное размещение оборудования и строительных конструкций. При выборе компоновки главного корпуса основным является принцип размещения оборудования в соответствии с последовательностью технологического процесса.

Компоновка главного корпуса зависит от типа проектируемой ТЭЦ, мощности начальных параметров, назначения станции, вида топлива, климатических условий района и т.д.

Главный корпус выполнен по серийному проекту 67-68. Этот проект разработан для установки теплофикационных турбин разного типа. Машинный зал выполняется с подвалом. В машинном отделении устанавливаются два мостовых крана грузоподъемностью по 125/20 т, и два в котельном — по 50/10 т.

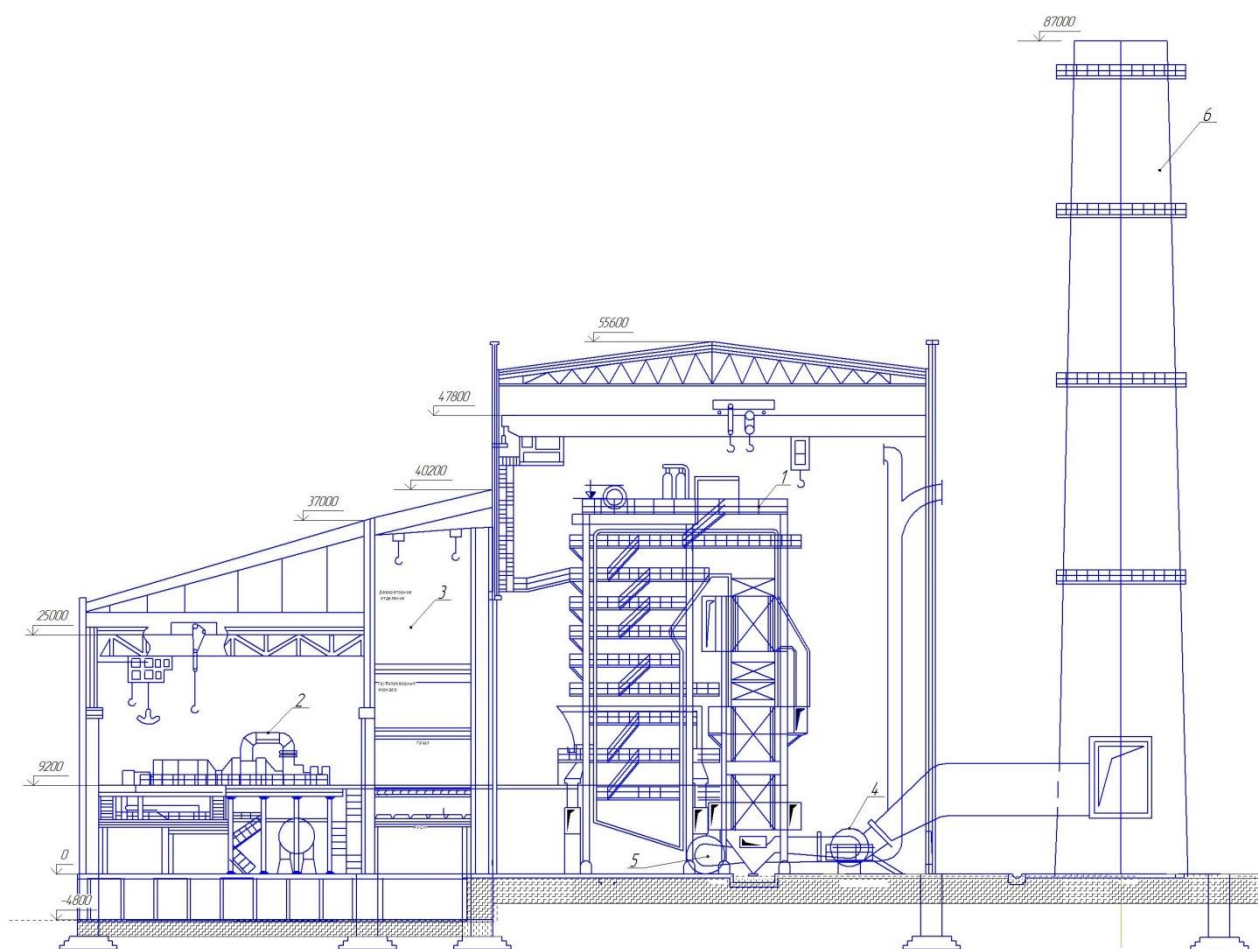


Рисунок 11 – Разрез главного корпуса

ЗАКЛЮЧЕНИЕ

В данной выпускной квалифицированной работе был разработан проект строительства ТЭЦ мощностью 300 МВт в г. Искитим, находящийся в Новосибирской области. Население Искитима составляет 54 тыс. чел. Так же в Искитиме достаточно хорошо развита тяжелая промышленность. В ходе расчета была рассчитана экономическая часть, были определены себестоимость электрической и тепловой энергии, срок окупаемости капитальных вложений. В расчетной части дипломного проекта были произведены расчеты принципиальной тепловой схемы, технико-экономических показателей, расчет и выбор вспомогательного оборудования. Рассчитана и выбрана схема технического водоснабжения и представляет собой обратную схему водоснабжения с градирнями, по одной градирне на блок. Разработано топливное хозяйство. Основным топливом на станции является природный газ Уренгойского месторождения, цена за м³ составляет 4860 рублей, создана схема газоснабжения станции. В качестве резервного топлива на станции используется мазут. Разработана компоновка главного корпуса. Разработан генеральный план станции с учетом розы ветров.

СПИСОК ИСПОЛЬЗОВАННЫХ ИСТОЧНИКОВ

1. ГОСТ 21.403-80. Система проектной документации для строительства. Обозначение условные графические в схемах. Оборудование энергетическое Введ.- 01.07.1981.- Москва – Издательство стандартов, 1987 г.
2. СТО – 4.2 -07-2014с. Система менеджмента качества Общие требования к построению, изложению и оформлению учебных документов учебной деятельностью. - Взамен СТО – 4.2. -07. 2012. Введ. 09.01.2014 г. – Красноярск : ИПК СФУ, 2014. – 60с.
3. Астраханцева, И. А. Экономика и управление энергетическими предприятиями. Оценка экономической эффективности инвестиций в энергетические объекты : учеб. - метод. пособие (Электронный курс) / И. А. Астраханцева, Л. В. Голованова, М. В. Зубова. – Красноярск : СФУ, 2014.
3. Рыжкин, В.Я. Тепловые электрические станции : учебник для вузов / В. Я. Рыжкин. под общ. ред. В.Я. Гришфельда – 3-е изд., перераб. и доп. - М. : Энергоатомиздат, 1987.-328с.
4. Цыганок, А.П. Проектирование тепловых электростанций : учебное пособие/ А.П. Цыганок, С. А. Михайленко - Красноярск : КРПИ, 1991. 119 с.
5. Михайленко, С.А. Тепловые электрические станции : учеб. пособие 2 – е изд. испр. / С.А. Михайленко, А. П. Цыганок - Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2005.302 с.
6. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (конструкционные характеристики энергетических котельных агрегатов) : справочное пособие для курсового и дипломного проектирования студентов специальностей 1005 – «Тепловые электрические станции», 1007 – «Промышленная теплоэнергетика» / УДК 621.182(075.8) сост. Е. А. Бойко, Т.И. Охорзина. - КГТУ. Красноярск, 2003. 223с.
7. Росляков, П. В. Расчет вредных выбросов ТЭС в атмосферу : учебное пособие 2-е изд. испр. и доп. / П.В. Росляков, Л. Е. Егорова, И. Л. Ионкин ; под ред. П. В. Рослякова – М. : Издательство МЭИ, 2002 – 84 с.
8. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (Аэродинамический расчет котельных установок), учебное пособие / Е. А. Бойко, И.С. Деринг, Т. И. Охорзина. - Красноярск, 2006. - 71с.
9. Бойко, Е. А. Котельные установки и парогенераторы (Тепловой расчет котельных установок), учебное пособие./ Е. А. Бойко, И.С. Деринг, Т. И. Охорзина. - Красноярск, 2006.-127с.
10. Бойко, Е. А., Тепловые электрические станции (паротурбинные энергетические установки ТЭС), справочное пособие / Е. А. Бойко, К. В. Баженов, П. А. Грачев. – Красноярск : ИПЦ КГТУ, 2006. - 152с.
11. Клевцов, А. В., Расчет градирни / А. В. Клевцов, В. П. Радин, Л. А. Федерович ; под ред. И. Н. Тамбиевой. – М. : Изд-во МЭИ, 1992 г. - 72 с.

12. Турбины тепловых и электрических станций : учебник для вузов. - 2-е изд., перераб. и доп. / А. Г. Костюк, В.В. Фролов, А.Е. Булкин, А. Д. Трухний ; под ред. А. Г. Костюка, В. В. Фолова. - М. : Издательство МЭИ, 2001 г. - 488 с.
13. Повышение экологической безопасности тепловых электростанций: учеб. пособие / Д. П. Елизаров, А. Н. Ремезов и др. ; под. ред. А. С. Седлова. – М. : Издательство МЭИ, 2001. – 378 с.
14. Тепловые и атомные электрические станции : справочник / М.С. Алхутов, А. Н. Безгрешнов, Р. Г. Богоявленский, Б. Г. Борисов, В. Д. Буров, В. Н. Воронов, Е. И. Гаврилов. ; под общей ред. А.В. Клименко и В.М. Зорина. перераб. и под - М. : Издательство МЭИ, 2003 г. - 645 с.
15. План социально-экономического развития в г. Искитим 2011-2025годы».
16. Федеральная служба государственной статистики : База данных паспорта Муниципальных образований. Росстат [сайт]. - Режим доступа: http://rosstat.gks.ru/sity_id.php?id=292
17. Газпром межрегионгаз Искитим [сайт]. : Цена на газ. - Режим доступа: [http://energybase.ru/tariff/iskitim?TariffSearch\[type_id\]=gas](http://energybase.ru/tariff/iskitim?TariffSearch[type_id]=gas)